



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE ELECTROTECNIA Y COMPUTACION

**“INTEGRACIÓN DE LA NORMA IEC 61850 EN LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE ALTAMIRA EN MANAGUA, MEDIANTE DISEÑO DE AUTOMATIZACIÓN GESTIONADA DESDE RED LAN”**

Autores:

- Br. Carlos Francisco Hernández Fonseca

Número de carnet: 2002-14518

Tutor:

Ing. Fernando Flores

Managua, agosto 2018

### DEDICATORIA

A mi Dios que es fuente de sabiduría, dueño de la ciencia y la historia del hombre, solo Él es propietario de los dones, solo Él conoce el futuro por descubrir de los ingenieros. Gracias Señor.

A mi madre Dra. Magda Fonseca B. y mi padre Ing. Carlos Hernández V., han luchado para mi formación cuando yo era incluso inconsciente de esta, a ellos que siempre dieron lo que no tenían para mi futuro, quizá esto sea una de las maneras más importantes de agradecer su sacrificio. Gracias, mamá, gracias, papá.

A mi esposa Nadia Téllez, origen de la inspiración y deseo de superación, Gracias NETU.

A mis hijos, Mateo y Tobías.

A mis hermanos Roberto y Nathaly.

## RESUMEN

La arquitectura de protección y control de las subestaciones eléctricas que se han construido desde los años 90, difieren sustancialmente de la arquitectura de una subestación clásica, y se debe a que la tecnología se ha desarrollado para equipos programables de protección y control, también está la presencia de equipos que realizan labores de consolas locales y remotas, los enlaces a distancia y remotos se hacen más comunes y existen ya comunicaciones establecidas entre el despacho de carga y un equipo local de la subestación.

La automatización consiste básicamente en la aplicación de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) que, utilizando microprocesadores permiten controlar, proteger y monitorizar el sistema eléctrico de potencia y sus subestaciones. Su integración se basa en sistemas de comunicaciones muy confiables que permiten operar el sistema de una manera totalmente nueva sobre la base de la información, facilitando respuestas en tiempo real a los eventos de la red, apoyando así la planificación y la gestión de los activos.

Esta tesis pretende realizar un análisis del sistema existente para la integración de nuevos equipos que permitan a la subestación operar bajo la norma IEC 61850, por medio de una red LAN y dispositivos electrónicos inteligentes. Para lograrlo, se analizan algunos conceptos, bases de la norma y alcances para obtener una propuesta que cumpla con los requerimientos de la norma y la subestación.

## CONTENIDO

DEDICATORIA .....	2
RESUMEN.....	3
1. INTRODUCCIÓN.....	7
2. OBJETIVOS .....	8
OBJETIVO GENERAL.....	8
OBJETIVO ESPECIFICO.....	8
3. JUSTIFICACIÓN.....	9
4. GENERALIDADES DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.....	11
4.1 Descripción de una subestación eléctrica .....	11
4.2 Características generales de una subestación eléctrica de transmisión.....	12
4.3 EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO BAHÍA ALTA Tensión .....	16
4.3.1 Interruptor de potencia.....	16
4.3.2 Seccionadores .....	19
4.3.3 Transformadores de corriente y potencial .....	20
4.3.4 Transformador de potencia .....	21
4.4 EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO EDIFICIO DE CONTROL.....	30
4.4.1 Cuarto de Celdas de media Tensión.....	34
5. NORMA IEC 61850 .....	39
5.1 Introducción .....	39
5.2 Estructura de la norma .....	41
5.3 Modelos de datos .....	43
5.4 Nodos lógicos.....	47
5.5 Atributos .....	48
5.6 Dispositivos lógicos.....	49
5.7 Acceso a la información .....	49
5.8 El protocolo IEC61850 y los mensajes GOOSE.....	49
5.9 Tecnología Ethernet para el estándar IEC61850 .....	54
5.10 Lenguaje de descripción de la configuración de subestaciones.....	56
6. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA SUBESTACIÓN ALTAMIRA.....	58
6.1 Sala de Control .....	59
6.2 Panel de líneas .....	59

6.3	Paneles de Transformadores .....	61
6.4	Paneles de control.....	64
6.5	Paneles de medición.....	66
6.6	Paneles de servicios auxiliares .....	66
6.7	Rectificador.....	69
6.8	Panel RTU o panel de comunicaciones.....	71
6.9	Registrador de eventos.....	72
6.10	Generalidades del funcionamiento de automatización de la SE Altamira.....	73
7.	PROPUESTA DISEÑO DE LA ARQUITECTURA DE RED LAN PARA LA AUTOMATIZACIÓN (CRITERIOS GENERALES) .....	75
7.1	Arquitectura actual.....	75
7.2	Estructura IEC 61850.....	76
7.3	Arquitectura de comunicaciones .....	78
7.4	Arquitectura propuesta .....	80
7.5	Switch Ethernet: Principios de funcionamiento.....	84
7.6	Ingeniería básica de control y protección .....	85
7.6.1	Lista de equipos de maniobra principales existentes .....	85
7.6.2	Lista de equipos de maniobra principales existentes .....	86
7.7	Equipos principales del sistema automatizado, esquemas de Control y Protección en IEC 61850 .....	105
7.7.1	Descripción general de los equipos.....	106
7.7.2	Esquemas de control y protección.....	118
7.7.3	Esquema Línea ALT L8200 .....	119
7.7.4	Esquema Línea ALT L8470 .....	121
7.7.5	Esquema bahía de transformador 40 MVA .....	123
7.7.6	Esquema bahía de transformador 25 MVA .....	125
8.	PRESUPUESTO.....	126
9.	CONCLUSIONES.....	129
10.	RECOMENDACIONES.....	130
11.	BIBLIOGRAFÍA.....	131
12.	ANEXOS .....	134
	Nomenclatura de protecciones (Códigos ANSI).....	134

“Integración de la norma IEC 61850 en la subestación eléctrica de Altamira en Managua mediante diseño de automatización gestionada desde red LAN”

Entrevista .....	140
Planimetría existente de Subestación eléctrica Altamira. ....	143
Imágenes de la subestación de Altamira.....	148

## 1. INTRODUCCIÓN

Alrededor del año 2009, la Empresa de Transmisión Eléctrica Nacional (ENATREL) abrió una licitación para lograr propuestas de Diseños que cubrieran un objetivo general, garantizar una rápida evaluación ante fallos de la red y diagnóstico de los dispositivos de protecciones ante eventos ocasionados por cortocircuitos, maniobras o fenómenos transitorios, por medio de la implementación de un Sistema de Comunicación automatizado a distancia con 26 subestaciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN), que provea de un rápido, seguro y eficiente acceso a los Relés de protecciones, desde un Equipo de Administración Central Llamado acceso remoto.

Para esta necesidad ha surgido una respuesta concreta, realizada con el lanzamiento de la norma IEC 61850, la cual fue aceptada para subestaciones de manera internacional. Esta pretende normar estructuras de comunicación estándar para todas las marcas de relé de Protecciones eléctricas y control IED, de manera que varias marcas puedan ser interrogadas con un solo protocolo. Sin embargo, esta norma al ser una novedad en Nicaragua trajo consigo retos como: capacitar técnicamente al personal de ENATREL para integrar equipos con funciones estandarizadas para la norma; y, actualizar y adquirir equipos nuevos con características específicas de IEC-61850.

## 2. OBJETIVOS

### OBJETIVO GENERAL

- ✓ Diseñar el sistema de automatización de protección y control mediante una red interna LAN de la subestación eléctrica de Altamira en Managua implementando Norma IEC 61850.

### OBJETIVO ESPECIFICO

- ✓ Identificar y analizar cada elemento que compone la subestación y las señales que cada elemento aporta al sistema de automatización de protección y control.
- ✓ Identificar cada una de las funciones y señales de protección (sobre intensidad, distancia, diferencial) que deben ser integradas a la automatización de la Subestación eléctrica Altamira.
- ✓ Diseñar Arquitectura de Red LAN para la Subestación eléctrica de Altamira.
- ✓ Determinar la lista de equipos de protección, control y comunicación a utilizar en la Subestación Eléctrica Altamira para la integración IEC 61850.
- ✓ Realizar los esquemas de protección y control de la S.E. Altamira, así como la arquitectura de comunicación.



## 3. JUSTIFICACIÓN

### DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

En la actualidad, para conocer los detalles de una perturbación del sistema sobre la Subestación Eléctrica (SE) de Altamira, es necesario enviar personal capacitado al sitio para que este se conecte al relé de protección por medio de un cable de comunicación serial a una computadora, y con el software correspondiente se descargue tal información. Para luego ser analizada y tomar acciones sobre el problema de ser necesario.

Cabe mencionar, que durante una falla del sistema a nivel de transmisión eléctrica los relés de protección desconectan o abren circuitos para evitar daños sobre equipos costosos, pero este circuito de la subestación comprende también a una gran parte de la población, sin mencionar a grandes industrias. Ante cualquier interrupción de energía eléctrica por parte de las protecciones, se generan enormes pérdidas económicas en los diferentes sectores del país, por lo cual la continuidad del servicio eléctrico o la eficiente respuesta ante una interrupción, garantiza la disminución del costo por pérdidas del servicio eléctrico.

La solicitud de ENATREL proponía además de una unidad central de acceso, el reto de que cada marca como SIEMENS, ABB, AREVA, GENERAL ELECTRIC, INGETEAM, SEL, etc., tienen protocolos diferentes para comunicar a sus equipos; y cada uno tenía maneras diferentes para interrogar a sus equipos, también como nombraban sus elementos al ordenar sus modelos de Datos, este inconveniente exige diferentes convertidores de protocolos para elaboración de una red local, pero dentro de las propuestas realizadas e implementadas se descubre la norma IEC 61850. La cual estandariza la intercomunicación de los equipos de protección, en otras palabras, no debería de ser un obstáculo la marca o fabricante del relé protección, esta norma les define un modelo de datos y otros estándares para que cualquier fabricante logre comunicarse sin problemas con la red local. Así mismo, esta norma permitiría intercambiar información de los estados y posiciones físicos de los equipos de la subestación eléctrica.

“Integración de la norma IEC 61850 en la subestación eléctrica de Altamira en Managua mediante diseño de automatización gestionada desde red LAN”

Con un proyecto tan novedoso puede que no se exploten las ventajas de esta nueva ventana hacia la estandarización de Nicaragua. En toda novedad existen vicios ocultos, por ejemplo, propuestas de marcas con IEC 61850 con dificultades de comunicación y la incertidumbre de cuan fiable es esta herramienta.

Esta investigación pretende dejar al descubierto que ventajas podrían ser explotadas en la subestación eléctrica de Altamira con la tecnología obtenida y las futuras a implementar.

## 4. GENERALIDADES DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

### 4.1 Descripción de una subestación eléctrica

De acuerdo con Orille Fernández (1993), Una subestación eléctrica de transmisión como su nombre lo indica, transmite o transporta la energía en grandes cantidades, a largas distancias, en altos voltajes, para evitar pérdidas y puede estar compuesta de los siguientes elementos:

- Subestaciones elevadoras: Es la primera transformación que sufre la energía, justo en la salida de las centrales generadoras. Esta elevación del nivel de tensión, es necesaria para que las pérdidas en el transporte de la energía sean lo más pequeñas posibles, para que así esta operación resulte económica. Además, estas subestaciones constituyen un gran nodo dentro del sistema eléctrico donde se interconectan todas las líneas entre sí y en donde se instalan elementos de protección, corte y maniobra del sistema.
- Líneas: Se trata de cables de aluminio que descansan sobre torres y que tienen como función conectar las subestaciones elevadoras con las subestaciones transformadoras. Eléctricamente, la sección de los cables marca el límite máximo admisible de corriente que pueden transportar.
- Subestaciones transformadoras: Centros donde se realiza la transformación del nivel de tensión de transporte al de distribución. También existen ocasiones en las que las subestaciones transformadoras realizan la misión de interconexión entre distintas líneas de transporte, por lo que en estos casos tienen funciones de maniobra.

## 4.2 Características generales de una subestación eléctrica de transmisión

Las características generales de las subestaciones influyen en gran medida en las características de sus sistemas de protección y control. Con el propósito de estudiar esta influencia, se consideran las siguientes características [1]:

### 4.2.1.1 *Nivel de tensión*

El nivel de tensión de la subestación viene dado por la tensión de servicio de las barras. La dimensión y complejidad del sistema de protección y control se incrementa considerablemente según aumenta el nivel de tensión. Por la influencia en la aparamenta de la subestación se consideran tres grupos de tensiones:

- Media Tensión (MT): 0,7 a 36 kV
- Alta Tensión (AT): 45 a 230 kV
- Muy Alta Tensión (MAT): 245 a 400 kV

Los niveles de tensión más altos exigen mayores prestaciones a los interruptores y seccionadores. Por su influencia en el volumen de entradas/salidas del sistema de protección y control se consideran otras alternativas:

- Interruptor: mono polar – tripolar
- Seccionadores: motorizados – manuales
- Enclavamientos: eléctricos y mecánicos

Actualmente se instalan subestaciones de tres tipos, según [2]:

- a. Intemperie: se construyen en el exterior, requieren un diseño de aparatos y máquinas capaces de funcionar bajo condiciones atmosféricas adversas. Se utilizan en los sistemas de alta tensión. (Ver imagen 1)

***Imagen 1 Subestación de intemperie***



- b. En celdas o cabinas de media tensión (Tipo interior): la principal ventaja de este tipo de subestaciones es que el espacio que ocupan es aproximadamente 10 veces menos que una convencional. A pesar de ser interiores, los transformadores se sitúan en el exterior para minimizar daños en caso de accidente.
- c. Aislada en gas SF<sub>6</sub> GIS. (Tipo blindado): usan Hexa fluoruro de azufre como aislante en todos sus elementos (interruptores, transformadores, etc.), el uso de este gas permite reducir la distancia necesaria entre los diferentes elementos de la instalación y por tanto se requiere menos espacio. (ver imagen 2.) Este tipo es más costoso a los materiales de blindaje y aislante; se utilizaban en tensiones de distribución y utilización, pero actualmente su uso se está generalizando a instalaciones de transporte debido a los problemas de impacto medioambiental que provoca la construcción de subestaciones convencionales.

## **Imagen 2 Subestación GIS e interior**



La influencia del tipo de subestación en el sistema de protección y control se centra fundamentalmente en la interconexión del sistema con los equipos de alta tensión. Se debe de tener en cuenta la longitud de los cables y la complejidad de su interconexión. La interconexión a campo es más compleja cuando junto a los equipos de alta tensión han de instalarse cajas de formación de intensidades o tensiones y armarios de distribución o repartición. En la siguiente tabla se sintetizan estos dos aspectos según el tipo de subestación.

**TABLA 1 TIPO DE SUBESTACIÓN Y COMPLEJIDAD DE INTERCONEXIÓN. [2]**

<b><i>Tipo de Subestación</i></b>	<b><i>Longitudes de Cable</i></b>	<b><i>Complejidad de la interconexión</i></b>
Intemperie	Larga	Compleja
Celdas MT	Muy corta	Muy sencilla
GIS	Corta	Sencilla

Como se observa en la tabla 1, en las subestaciones de intemperie la longitud de los cables es muy grande porque los equipos de maniobra, desde donde parten la mayoría de las señales que necesita el sistema de protección y control, están muy separados de los relés de protección, es

decir de la sala de control. Esta longitud es cada vez más pequeña, en las subestaciones tipo GIS, las salas de los equipos aislados en SF6 y de los relés de control se encuentran muy cercanas, si no son habitaciones contiguas. Por último, en las subestaciones con menor longitud en sus conexiones son las subestaciones con celdas de media tensión, en este caso el interruptor se encuentra en la parte inferior de la celda y los equipos de protección en la parte superior, es decir que la conexión será directa.

#### **4.2.1.2 Tipo de Barras**

Se debe evitar la interrupción total del servicio originada por el fallo de los interruptores o defectos en las barras. Las subestaciones deben estar dispuestas de forma que la reanudación del servicio después de un fallo sea rápido. La disposición general debe permitir la realización de trabajos de mantenimiento y futuras ampliaciones sin interrumpir el servicio. Para que todos estos requisitos se cumplan lo más eficazmente posible, se tienen las siguientes disposiciones básicas de barras:

- Barra simple.
- Barra simple con barra de transferencia.
- Barra doble.
- Doble barra con doble interruptor.
- Barra circular.
- Esquema de interruptor y medio.

## 4.3 EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO BAHÍA ALTA TENSIÓN

Los equipos de bahía deben ser equipos robustos capaces de soportar las inclemencias del medio ambiente y estar separados unos de otros para cumplir con el gradiente de aislamiento del aire.

### 4.3.1 Interruptor de potencia

Este es el equipo más importante de la subestación eléctrica, su función es abrir el circuito de alta tensión y extinguir el arco eléctrico con gas SF<sub>6</sub> para este caso específico.

Las funciones del interruptor son las de energizar o des energizar una parte de un sistema de potencia eléctrico bajo condiciones normales de trabajo sin una excesiva elevación de la temperatura, además de tener la capacidad de interrumpir las corrientes de falta de una forma segura, resistiendo la fuerza magnética que éstas producen. El interruptor conforma uno de los elementos más importantes de la subestación y su comportamiento determina el nivel de fiabilidad que puede tener el sistema eléctrico de potencia. [3]

Por lo tanto, un interruptor funcionará correctamente si es capaz de extinguir el arco y soportar la tensión de restablecimiento de forma que no haya recebado.

Una de las características principales del interruptor es el medio que utiliza para la extinción del arco, de acuerdo con la cámara extintora se pueden diferenciar los siguientes tipos:

- Interruptores de intemperie (aire).
- Interruptores de aceite.
- Interruptores de gas SF<sub>6</sub> (Hexa fluoruro de azufre).
- Interruptores de vacío.



Últimamente, los más utilizados son los interruptores de gas SF<sub>6</sub>, se debe a las excelentes propiedades dieléctricas que tienen.

Por su influencia en el volumen de entradas / salidas del sistema de protección y control, se distingue entre interruptores tripolares y mono polares. El interruptor tripolar abre y cierra simultáneamente las tres fases del sistema eléctrico trifásico. Por el contrario, el interruptor mono polar solo maniobra una fase; cada posición requiere, por tanto, tres interruptores monopolares.

Los interruptores monopolares se utilizan en las líneas de alta tensión (AT) y muy alta tensión (MAT) ya que permiten el reenganche monofásico que sigue al disparo monofásico producido por una falta fase-tierra. Por el desequilibrio que origina en las magnitudes eléctricas, el disparo monofásico solo puede darse cuando se tiene la garantía de un reenganche con éxito en un breve espacio de tiempo. En las demás posiciones, transformadores y acoplamiento no hay reenganche, siendo válido un interruptor tripolar. [3]

A continuación, se enumeran los circuitos de los interruptores con más relevancia para la norma IEC 61850 relacionados con el Sistema de protección y control:

- Calefacción, iluminación y toma corriente. Todos estos son alimentados por corriente alterna con protecciones de MCB ubicadas en panel de servicios Auxiliares de VAC ubicado en sala de control y otro en serie ubicado en la caja de control local en bahía. Este último está controlado por un contacto auxiliar de MCB disparado para indicar su cambio de posición. Esta señal generada se clasifica como Alarma.
- Alimentación del motor. Los motores de accionamiento de las subestaciones eléctricas son diseñados para corriente continua por la conveniencia del sistema de respaldo por banco de baterías, el motor se encuentra protegido por un MCB y un guardamotor, ambos cuentan con contactos auxiliares para enviar una señal eléctrica de disparo. El motor

se utiliza para tensar los muelles o resortes de disparo si estos no se tensan es imposible realizar maniobras seguras por lo cual el equipo se bloquea mecánicamente. La señal generada se clasifica como Alarma.

- Muelles tensados. Este es un contacto normalmente abierto cuando los muelles están tensados o cargados y el circuito cuenta con un temporizador para evitar señales falsas que se generan durante el tensado del mismo. Esta señal es clasificada como control.
- Alarma y bloqueo por baja densidad de SF6. Este es el gas necesario para extinguir el arco eléctrico, funciona con un manómetro de presión con dos contactos uno normal abierto y un normal cerrado el primero es para alarma que al bajar el nivel cierra su contacto enviando una alarma para un bajo nivel SF6 y para el nivel inferior un contacto normal cerrado cableado con el circuito de cierre en serie para lograr un interbloqueo por seguridad. Estas dos señales se clasifican en alarmas.
- Selector desconectado/ local/ remoto. Dispositivo ubicado en la caja de control del interruptor selecciona el nivel de mando del equipo dejando como mayor prioridad la posición desconectado, penúltimo local y por último remoto, para asegurar el personal que está cerca del equipo ya sea dando mantenimiento o supervisión de este.
- Alimentación del Circuito de cierre. Este se alimenta de un circuito de servicios auxiliares VDC con un MCB ubicado en el panel mencionado, este es conectado en serie a un MCB en el interruptor para dar continuidad a todo el circuito de cierre y sus diferentes interbloqueos y condiciones de operación. Esta señal está clasificada como alarma.
- Orden de cierre. Esta señal puede ser generada desde varios niveles de mando como son el Despacho nacional de carga vía comunicación, desde el relé de control, desde el relé de protección si es con función de re-cierre, desde la botonera de panel de control en sala, desde HMI, y desde botonera local en equipo. Esta señal siempre es condicionada por interbloqueos de control y protección.
- Clasificada como control.

- Circuito de apertura y disparo. Este circuito es alimentado desde un MCB de servicios auxiliares y es generada desde diferentes equipos y no está condicionada por su naturaleza desconexión segura del circuito eléctrico de alta tensión. Señal clasificada como control.
- Supervisión de la bobina y disparo. Este sistema vigila el correcto estado del canal de disparo y puede ser controlado por relé de vigilancias o por el mismo IED con la función incluida. Esta señal está clasificada como Alarma.

## 4.3.2 Seccionadores

Este equipo es utilizado dentro de la subestación para aislar los diferentes elementos que componen la instalación. Los seccionadores, permiten efectuar formas variadas de conexión entre las líneas y las barras, dando al esquema de la subestación una característica muy importante, la flexibilidad.

La característica más importante que distingue los seccionadores de los interruptores es que los seccionadores deben maniobrase sin carga. Además, no se requiere que su velocidad de operación sea muy alta.

La forma constructiva de los seccionadores es muy variada. Depende sobre todo de la tensión nominal de la instalación y en menor grado de la corriente nominal y del espacio disponible. Desde el punto de vista del sistema de protección y control se distingue entre seccionadores de accionamiento motorizado y manual. Con seccionadores manuales, las maniobras se hacen mediante manivelas o palancas a pie de equipo en las subestaciones de intermedia o delante de la celda en celdas de Media Tensión. Los seccionadores con accionamiento motorizado pueden maniobrase mediante circuitos eléctricos de control. [4]

A continuación, se mencionan los circuitos de los seccionadores relacionados con el sistema de protección y control:

- Calefacción, iluminación y toma (alimentación de Alterna por medio de MCB mini circuito breaker con contacto auxiliar para indicar disparo)

- Alimentación del motor (para esta subestación los motores trabajan con 125 VDC) y son protegidos con termomagnéticos y contacto auxiliar para señal de disparo.
- Selector desconectado/ local/remoto
- Posición del equipo que corresponde a: Cerrado, Abierto e indefinido. Este último indica la desconexión incompleta del equipo.
- Circuito de mando (este es protegido localmente por un MCB de corriente directa 125 VDC).

### 4.3.3 Transformadores de corriente y potencial

Se emplean para alimentar circuitos de protección, control y medida, en los que es necesario reducir la tensión del circuito primario a valores tolerables por los equipos de estos circuitos. Se definen por su relación de transformación, potencia y clase de precisión.

Los propósitos específicos para los que sirven los transformadores de medida son, entre otros:

- Reducir los valores de tensión y corriente de la instalación a valores admisibles para los equipos de protección y medida. Valores típicos de secundarios de TIs son 1 o 5 A, mientras que de TTs es 100:  $\sqrt{3}V$ .
- Procurar un aislamiento galvánico entre la instalación de alta tensión y los circuitos de protección y medida que son accesibles al operario.

Existen básicamente dos tipos de transformadores de medida, transformadores de tensión, que reducen la tensión y se conectan en paralelo y transformadores de intensidad, que reducen la intensidad y se conectan en serie. Dentro de esta distinción también es necesario distinguir entre los devanados que se utilizarán para medida y los que se utilizarán para protección. Actualmente existen transformadores de medida con varios núcleos en el secundario, para transformadores de intensidad se utiliza un núcleo para medida y los restantes para protección, de igual manera para los transformadores de potencial. [5]

Transformadores de medida

Son los transformadores destinados a alimentar los aparatos de medida, contadores y otros aparatos análogos. Por lo que necesita una precisión muy buena en el margen próximo a la corriente nominal, para valores superiores al 20-30% el valor nominal es conveniente que se saturen e impidan el paso de corriente para proteger los equipos que alimentan.

#### Transformadores de protección

Son los transformadores destinados a relés de protección. Deben, asegurar una precisión suficiente para intensidades de valor igual o varias veces la intensidad nominal, por lo que deben de tener su punto de saturación alto, para que en el caso de falta puedan transmitir la información a la protección. [6]

En un mismo transformador se pueden encontrar devanados para diferentes funciones como medición de control protección y medida, estos se diferencian por su precisión y grado de saturación para las diferentes funciones.

Por lo general estos son instalados con cajas centralizadas de bahía donde se pueden encontrar circuitos de control como: calefacción, iluminación de la caja, MCB para potenciales y otros.

#### 4.3.4 Transformador de potencia

Los transformadores son máquinas que transmiten la energía eléctrica, mediante un campo magnético, desde un sistema con una tensión determinada a otro sistema con la tensión deseada, a la misma frecuencia. La construcción de los transformadores varía mucho, dependiendo de sus aplicaciones, voltaje del devanado, capacidad de corriente y frecuencia de operación. En la práctica suelen utilizarse autotransformadores, que normalmente tienen las mismas funciones que un transformador, sólo difiere en su parte constructiva ya que los devanados del autotransformador están conectados en serie, es decir que el devanado primario y secundario están

acoplados tanto eléctrica como magnéticamente, mientras que los de un transformador están separados, cuyos devanados están acoplados magnéticamente a través del flujo mutuo en el núcleo. [5]

Generalmente un transformador sumergido en aceite está constituido por cuatro partes, que son el tanque de expansión, los aisladores, los disipadores de calor o los radiadores y la cuba, dentro de la cual se encuentra el conjunto formado para núcleo y bobinas. En la imagen 3 se muestra un transformador de potencia y se puede distinguir las diferentes partes antes mencionadas.

***Imagen 3 Transformador de potencia***



El sistema de Protección & Control debe de controlar todos los equipos auxiliares asociados al aceite ya que este lleva a cabo dos funciones vitales en el transformador, aislar y refrigerar.

El volumen de entradas / salidas que debe tener el sistema de protección y control de la subestación se ve influenciado por el nivel de tensión y la

potencia del transformador, también si existe cambiador de tomas se requiere un mayor número de entradas / salidas y un equipo regulador.

Todos los aparatos y sistemas asociados al transformador que operan con alimentación auxiliar en baja tensión se definen como equipamiento secundario, son los siguientes:

- Protecciones propias del transformador.
- Alimentación auxiliar.
- Refrigeración.
- Control del cambiador de tomas.

Estos equipos son montados por el fabricante del transformador y cableados a un armario terminal de conexiones (CTC, Connection Terminal Cubicle). Aunque el cambiador de tomas en carga posee su propio armario de control, es habitual que ya en fábrica sea cableado al armario terminal de conexiones, quedando así centralizado todo el equipamiento secundario del transformador.

Tanto el armario terminal de conexiones como el armario del cambiador de tomas (TCC, Tap Changer Cubicle), requieren sus propios circuitos eléctricos para:

- Resistencia de caldeo, controlada por termostato, que evita la condensación del agua.
- Ventilador de refrigeración con termostato, dependiendo de la disipación de calor de los equipos instalados.
- Iluminación condicionada a la apertura de la puerta.
- Toma de corriente.

Estos circuitos de corriente alterna monofásica, están protegidos por su interruptor magnetotérmico cuyo disparo debe generar la correspondiente alarma en el sistema de P&C. La importancia de esta alarma viene dada por las consecuencias que pudiera tener la falta de caldeo o de refrigeración.

Contactos auxiliares del interruptor magnetotérmico permiten al sistema de P&C detectar su disparo. Si se opta por la agrupación de alarmas afines, se preferirán contactos auxiliares normalmente cerrados que permitan conectar en paralelo las de ambos armarios del transformador. Si la alimentación auxiliar del armario terminal de conexiones y del armario del cambiador de tomas cuenta a su vez con un interruptor magnetotérmico, su contacto auxiliar normalmente cerrado se añadirá al paralelo anterior. Se obtiene así en el sistema de P&C una alarma por falta de alimentación en el circuito de calefacción, refrigeración, iluminación y toma en los armarios del transformador.

#### 4.3.4.1 Protecciones propias del transformador

También denominadas protecciones mecánicas del transformador, estos aparatos se instalan para detectar anomalías y defectos internos, para fallos externos al transformador o por efectos eléctricos como cortocircuitos o sobrecargas se utilizarán protecciones diferenciales.

A continuación, se exponen las protecciones propias de transformador más utilizadas según [6]:

- Relé de Buchholz (63): detecta faltas internas del transformador como fugas de aceite o acumulación de gases, en consecuencia, provoca una alarma que sólo produce un aviso en el sistema de P&C o un disparo que por medio de un relé de disparo y bloqueo manda abrir los interruptores que aíslan el transformador.
- Válvula de sobrepresión: se instala en transformadores que tienen un líquido como aislante, evita que se produzcan rupturas por presiones elevadas liberando la presión excesiva e impidiendo la entrada de agentes externos. Dispone de un nivel de alarma y otro de disparo que actúan de la misma forma que en el caso anterior.



- Protección de imagen térmica (49): mide la temperatura del punto más caliente del arrollamiento, lo hace midiendo la corriente que lo atraviesa. Tiene niveles de alarma y disparo.
- Temperatura del aceite (26): mide la temperatura del aceite cerca de la parte superior del transformador. Tiene niveles de alarma y disparo, a través de un relé de disparo y bloqueo.
- Indicadores de nivel de aceite (71): se encuentra en el depósito de expansión y proporciona alarma por bajo y alto nivel de aceite.

Los defectos que hacen alcanzar el nivel de disparo a estas protecciones son tan graves que obligan a separar totalmente el transformador de la red eléctrica, desconectando los interruptores de todos sus devanados. Esto se consigue uniendo todos estos disparos junto con la protección diferencial de transformador y opcionalmente las protecciones de sobreintensidad sobre un relé de disparo y bloqueo con rearme manual o eléctrico (86).

Tras la apertura de los interruptores mediante contactos normalmente abiertos, otros contactos normalmente cerrados de este relé se abren para bloquear el cierre de los interruptores hasta que una vez solucionado el defecto sea posible el rearme.

Es deseable que el sistema de P&C capture todas las alarmas y disparos de las protecciones propias del transformador, así como la actuación del relé 86, que también por lógica digital impedirá el cierre de los interruptores. Si no se dispone de tantas entradas binarias, pueden agruparse informaciones afines, diferenciando siempre por la magnitud medida y el nivel de reacción. Con este planteamiento, cada equipo debería contar con tres contactos normalmente abiertos y libres de tensión para: la información de alarma, disparo y actuación sobre el relé de disparo y bloqueo.

Por otra parte, se necesitarían más contactos si en instalaciones de alta y muy alta tensión se requieren dos relés de disparo y bloqueo independientes (86-1 y 86-2), cada uno de ellos actuando sobre la primera y segunda bobina de disparo del interruptor, respectivamente.

En los esquemas eléctricos de los sistemas de P&C generalmente se monta un relé auxiliar multiplicador del contacto de disparo, obteniendo así todos los necesarios para las funciones de control y protección.

#### 4.3.4.2 Alimentación auxiliar

Transformadores y autotransformadores importantes o de gran potencia requieren asegurar la alimentación auxiliar de los sistemas de refrigeración y regulación de tensión con dos fuentes procedentes de diferentes barras del cuadro de servicios auxiliares de corriente alterna. Este planteamiento incrementa el número de entradas binarias solicitadas al sistema de P&C en comparación con la alimentación auxiliar desde una sola fuente ya que el sistema de conmutación automática entre ambas fuentes genera, al menos, las informaciones siguientes:

- Fuente 1 seleccionada como preferente.
- Fuente 2 seleccionada como preferente.
- Fallo en Fuente 1.
- Fallo en Fuente 2.

Las señales “fuente 1/2 seleccionada como preferente” se toman de contactos auxiliares del conmutador de selección de fuente preferente. Las alarmas “fallo en fuente 1/2” deben agrupar todas las indicaciones de fallo de cada fuente, es decir, disparo de magnetotérmicos y detección de falta de tensión. Con alimentación auxiliar desde una sola fuente, la única información necesaria es “fallo en alimentación auxiliar”.

Dentro del armario terminal de conexiones del transformador, los circuitos de distribución de la alimentación auxiliar están protegidos por interruptores magnetotérmicos cuyo disparo debe generar la correspondiente alarma en el sistema de P&C.

## 4.3.4.3 Sistema de Refrigeración de un transformador

La refrigeración se hace mediante aceite en el interior de la cuba y aire en el exterior, el intercambio de calor que tiene lugar en los radiadores puede ser natural (ON / AN) o bien forzado, se puede aumentar la circulación del aceite en la cuba mediante motobombas (OF) y potenciar con ventiladores el caudal de aire (AF) mediante motobombas que aumentan la circulación del aceite de la cuba y ventiladores que potencian el caudal del aire. Combinando los distintos métodos, se obtienen finalmente tres modos de funcionamiento [5] (ver tabla 2):

**TABLA 2 SISTEMAS DE REFRIGERACIÓN DE UN TRANSFORMADOR**

Modo de funcionamiento	Circulación del aceite	Circulación del aire
ONAN	Natural	Natural
ONAF	Natural	Forzada
OFAF	Forzada	Forzada

El sistema de refrigeración permite al transformador alcanzar potencias superiores. Por lo general un transformador que tiene instalados los tres tipos de refrigeración con la primera alcanza el 60% de la potencia, con refrigeración ONAF un 75% y por último con OFAF un 100% de la carga.

Tanto los circuitos de fuerza como de control están protegidos por interruptores magnetotérmicos cuyo disparo debe generar la correspondiente alarma en el sistema de P&C, los contactos

normalmente cerrados de los magnetotérmicos propios de cada ventilador / motobomba se conectan en paralelo, obteniendo de esta forma en el sistema de P&C la alarma “fallo de alimentación en el ventilador / motobomba”. El magnetotérmico general del circuito de fuerza de los ventiladores / motobombas dispone de un contacto auxiliar normalmente cerrado que genera una alarma en el sistema de P&C, “fallo alimentación todos ventiladores / motobombas”.

Igualmente, un contacto auxiliar normalmente cerrado del magnetotérmico del circuito de control de la refrigeración proporciona la alarma “fallo alimentación control refrigeración” al sistema de P&C. Para el circuito de control de la refrigeración se presentan diversas soluciones y particularidades, pero es generalizado el planteamiento en el que se dispone de un selector de modo de operación con cuatro posiciones desconectado / local / automático / remoto, en el que cada posición representa lo siguiente:

- Con el selector en “desconectado”, se podrán realizar con seguridad trabajos de mantenimiento en los ventiladores / motobombas.
- La posición “local” permite el mando a pie del transformador.
- En funcionamiento “automático” son detectores de temperatura los que conectan y desconectan los ventiladores / motobombas.
- La posición “remoto” otorga el mando a la sala de control o al sistema de P&C.

#### 4.3.4.4 Cambiador de tomas

Algunos transformadores y autotransformadores incorporan los denominados cambiadores de tomas en carga (OLTC) o conmutadores en carga cuya función es regular la tensión del lado de baja de modo que los centros de consumo tengan una tensión prácticamente constante, independiente de la carga, esto se consigue originando órdenes de subir y bajar la toma en el lado de alta bien sea de forma manual o automática.

La parte eléctrica del cambiador de tomas del transformador se compone de un circuito de fuerza y de un circuito de control. El circuito de fuerza alimenta al motor que mueve el cambiador de tomas con corriente eléctrica trifásica. Incluye un interruptor magnetotérmico para la protección del motor que puede ser disparado en caso de emergencia o de sobreintensidad en el transformador, con lo que el motor se detiene inmediatamente, además de enviar la correspondiente alarma al sistema de P&C.

Dos contactores con las conexiones cruzadas permiten hacer girar el motor en ambos sentidos. La conexión en paralelo de estos contactos auxiliares proporciona la señal “cambio de toma en curso”.

El circuito de control puede ser alimentado en corriente continua o en corriente alterna. En cualquier caso, el circuito de control está protegido por un interruptor magnetotérmico cuyo disparo debe ser captado por el sistema de P&C.

Forman parte del circuito de control los siguientes elementos de mando:

- Selector desconectado / local / remoto.
- Conmutador o pulsadores de subir / bajar toma.

El conmutador desconectado / local / remoto permite operar el cambiador de tomas desde los pulsadores situados en el armario del cambiador de tomas, desde la sala de control o desactivarlo. La posición del selector desconectado / local / remoto debe ser captado por el sistema de P&C.

En caso de mando remoto este puede ser:

- Manual: desde un equipo de control perteneciente al sistema de P&C de la subestación.
- Automático: desde un equipo de regulación automática de transformadores.

Para la indicación de la toma en que se encuentra el cambiador de tomas, se monta una corona de contactos junto al motor de accionamiento y solidaria con su eje. La presentación de la toma del cambiador al operador de la subestación puede ser realizada por los siguientes equipos:

- Indicador de toma: Aparato de medida analógico o digital.
- Equipo de regulación automática del transformador.
- Sistema de P&C.

#### 4.4 EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO EDIFICIO DE CONTROL

En una instalación eléctrica, los tableros eléctricos son la parte principal. En los tableros eléctricos se encuentran los dispositivos de seguridad y los mecanismos de maniobra de dicha instalación.

En términos generales, los tableros eléctricos son gabinetes en los que se concentran los dispositivos de conexión, control, maniobra, protección, medida, señalización y distribución, todos estos dispositivos permiten que una instalación eléctrica funcione adecuadamente.

Dos de los constituyentes de los tableros eléctricos son: el medidor de consumo (mismo que no se puede alterar) e interruptor, que es un dispositivo que corta la corriente eléctrica una vez que se supera el consumo contratado. Es importante mencionar que el interruptor no tiene funciones de seguridad, solamente se encarga de limitar el nivel del consumo.

Para fabricar los tableros eléctricos se debe cumplir con una serie de normas que permitan su funcionamiento de forma adecuada cuando ya se le ha suministrado la energía eléctrica. El cumplimiento de estas normas garantiza la seguridad tanto de las instalaciones en las que haya presencia de tableros eléctricos como de los operarios.

Una importante medida de seguridad para los tableros eléctricos es la instalación de interruptores de seguridad, estos deben ser distintos del interruptor explicado más arriba. Dichos interruptores de seguridad suelen ser de dos tipos: termomagnético, que se encarga de proteger tanto el tablero eléctrico como la instalación de variaciones en la corriente, y diferencial, que está dirigido a la protección de los usuarios.

En el complejo de una subestación eléctrica donde intervienen los instrumentos de maniobra, de medición, de control y algunos otros, la conexión eléctrica entre estos que constituyen la instalación se divide genéricamente en dos categorías: Los tableros y los circuitos principales de la subestación.

En las instalaciones de pequeña potencia y baja tensión es común que el equipo principal de los aparatos de maniobra y control se monte junto a los aparatos que deben accionar o sea en los propios tableros de distribución.

En instalaciones grandes los aparatos de control, maniobra y medición normalmente no se pueden instalar juntos en los mismos tableros por lo que todo lo que corresponde a los aparatos de corte se instalan por separado y es frecuente tener un puesto de mando central lo que hace necesario efectuar un alambrado de interconexión que faciliten la acción a los operadores.

Por otra parte, los relevadores de protección que accionan interruptores o dispositivos de protección que se encuentran a la intemperie es normal que se localicen en tableros denominados de protección y localizados a una cierta distancia de los objetos que accionan dentro del área de la subestación en un cuarto denominando cuarto de control o caseta de mando.

Los tableros de medición control y protección se pueden clasificar como:

1. Tableros de mando directo (ver imagen 6)

Instalados por lo general en sistemas eléctricos de poca importancia en donde es importante el bajo costo y se requieren pocos paneles. Pueden ser de tres tipos

- a. Tableros con el frente de baja tensión

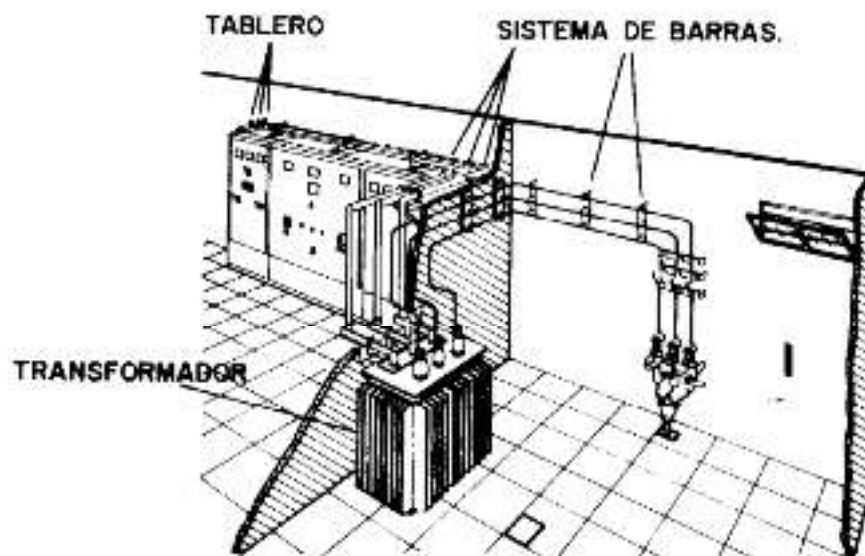
- b. Tableros con el frente muerto sin tensión
  - c. Tableros modulares.
2. Tableros de mando a distancia por control remoto y medios eléctricos.

Estos tableros como se muestra en la imagen 5, se emplean por lo general en las grandes instalaciones en donde las disposiciones de los puestos de mando y vigilancia debe permitir en todo momento una visibilidad amplia del estado de servicio de toda la instalación y facilitar la maniobra rápida de los elementos de corte y elementos de regulación si existen. En sistemas de distribución con alta tensión resulta peligroso el uso de tableros con mando directo por lo que resulta adecuado el uso de estos tableros. Es común en estos tableros señalar a los elementos que intervienen dentro del control y protección mediante representaciones basadas en los diagramas unifilares del sistema denominados BUS Mímico. De igual manera que los cuadros de alarmas y elementos complicados se señalicen por medio de cuadros luminosos.

Existen también tableros con mando a distancia por medio de elementos mecánicos que sustituyen a los tableros de mando directo en aquellos casos en que resulte peligroso el uso de estos ya sea para las tensiones elevadas que se usen o por el riesgo que implique para el personal el uso de elementos de desconexión grandes o robustos.



***Imagen 4 Subestación eléctrica de baja tensión***



**TABLEROS EN SUBESTACIONES DE BAJA POTENCIA**

***Imagen 5 Tablero de mando a distancia de Subestación eléctrica intemperie***



## **Imagen 6 Tablero directo de baja tensión**



El edificio cuenta con diferentes áreas tales como:

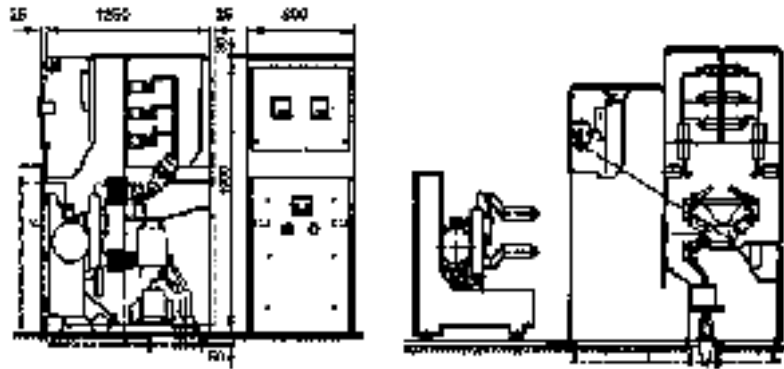
### 4.4.1 Cuarto de Celdas de media Tensión

Las subestaciones de transformación de AT/MT están constituidas normalmente por un parque a la intemperie en el que se ubica la llegada de la línea de AT, ala a paramenta y las barras de AT y los transformadores. La distribución de las distintas salidas de media tensión tiene lugar en una caseta de obra civil o en una estructura metálica prefabricada (cabinas prefabricadas).

Independientemente del tipo de caseta, en la actualidad para los cuadros de distribución se emplean cabinas de maniobra prefabricada, que se componen de una parte fija o armazón de la cabina y de una parte móvil o carretilla de maniobra. Por lo tanto, el cuadro de MT está constituido por una serie de cabinas colocadas contiguamente que contienen la a paramenta de protección, de maniobra y medida.

Sobre las cartillas de maniobra se monta el interruptor automático y, eventualmente transformadores de medida de tensión y de intensidad cuando estos no van dispuestos en la parte fija como se observa en la imagen 7 que describe muy bien un interruptor extraíble.

***Imagen 7 Armarios de distribución con interruptores extraíbles***



En general, estos cuadros de media tensión están constituidos por distintos tipos de cabinas o celdas: una o dos celdas de llegada, una celda de acoplamiento de barras en el caso de que sean dos los juegos de barras MT, eventualmente una celda de medida, una celda para el transformador de servicios auxiliares y tantas celdas de salida a MT como sean necesarias. [5]

La solución de montar los interruptores automáticos de MT sobre la carretilla de maniobra presenta la ventaja de ahorrar los seccionadores de aislamiento y permite la fácil y rápida sustitución de estos en casos de emergencia. Además, presenta las siguientes ventajas:

- Máxima seguridad por ser una ejecución protegida
- Espacio mínimo ocupado
- Rápido montaje
- Uniformidad e intercambiabilidad

Las cabinas están separadas una de otra por un tabique de plancha de hierro o de material aislante. A lo largo de todas ellas se tiene el juego de barras (o juegos) montados sobre aisladores soporte de resina sintética de elevada resistencia a la rotura por tracción y a la flexión.

El blindaje de protección del lado del operador puede estar formado en parte por el propio frente de la carretilla de maniobra en la que se dispone el

interruptor automático de salida o por una puerta en cuyo caso la carretilla con el interruptor queda detrás de la misma.

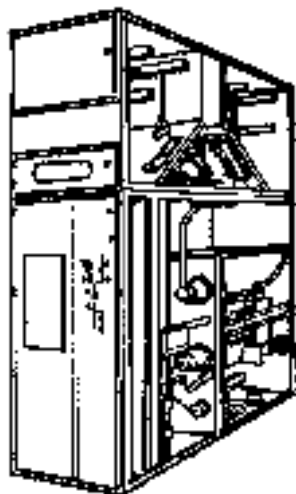
En las ejecuciones extraíbles, el interruptor automático se caracteriza por tener los bornes de entrada y salida constituido por vástagos horizontales de cobre, recubiertos de un material aislante a base de resinas epoxi cas, que pueden insertarse en los contras contactos dispuestos en el armazón fijo.

En base a esta ejecución al retirar la carretilla móvil de la celda se desconecta el interruptor de las barras por los bornes superiores y de la línea de llegada o de salida por los bornes inferiores

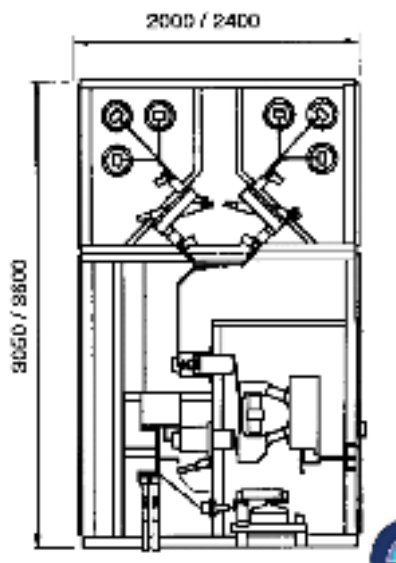
En un cajón situado en la parte frontal superior de la sección fija de la cabina se pueden montar regletas de bornes, fusibles de BT, aparatos de medida relés de protección y la caja de terminales de BT. Los aparatos de medida y protección se montan normalmente sobre la parte anterior de este cajón.

Un enclavamiento mecánico de seguridad unido al eje del interruptor automático, si este no está en posición desconectado. Otro enclavamiento mecánico accionado por la clavija del enchufe de BT bloquea el traslado de la carretilla a la posición de servicio, si la clavija ni esta enchufada. Cabe también disponer otros enclavamientos mecánicos entre los ejes de los seccionadores de puesta a tierra y la carretilla.

***Imagen 8 Cuadro de interruptor de potencia 8BM20 de hasta 24 KV barras colectoras dobles***



***Imagen 9 Constitución básica de un cuadro de interruptor de potencia 8BM20 con barras colectoras dobles***



***Imagen 10 Celdas ABB con IED para IEC 61850***



Este espacio cuenta con las dimensiones para cumplir las distancias de seguridad para una tensión de 24.9 KV con una batería de celdas que contienen los interruptores de los circuitos de distribución el interruptor principal de barra y los transformadores de potencial y corriente necesarios para el control y la protección de esta. Sobre estas celdas también se ubican los relés de protección y botones de control de todos los equipos de celda.

## 5. NORMA IEC 61850

### 5.1 Introducción

La norma IEC61850 empezó su desarrollo con la intención de lograr una solución global y abierta para la automatización de subestaciones. Haciendo uso de la experiencia acumulada en normas internacionales ya existentes, teniendo en cuenta los requisitos de los usuarios y ocupándose también de la ingeniería de los sistemas, se ha generado este nuevo estándar de comunicaciones.

El objetivo de la norma es permitir conectar dispositivos de diferentes fabricantes. Una de las mayores ventajas que tiene la utilización del IEC61850 es la interoperabilidad entre los dispositivos de diferentes fabricantes, entendiéndose por esta la capacidad de dos o más IEDs de uno o varios fabricantes para intercambiar información y utilizarla para realizar sus funciones de forma cooperativa. Para ello se ha definido un dominio específico con modelos de datos y servicios normalizados, de forma que los IEDs son capaces de comprender la información procedente de otros equipos y de realizar funciones en común, aunque estén distribuidas en varios dispositivos físicos, mientras estén conectados a una misma red con un mismo protocolo. Validez para las instalaciones presentes y futuras. El IEC 61850 proporciona ventajas tanto a la hora de renovar o ampliar subestaciones como en las de nuevo diseño. Es sencillo añadir nuevas funcionalidades durante el proceso de renovación de una instalación haciendo uso de las nuevas herramientas disponibles. Mediante la utilización de “Gateway” es posible que

equipos “no IEC61850” puedan ser vistos por el sistema como IEDs compatibles con IEC61850. Flexibilidad ante las diferentes arquitecturas de los Sistemas de Automatización. Permite la libre asignación de funciones a los dispositivos IEDs y, por tanto, soporta cualquier arquitectura de

automatización de subestaciones (centralizada o descentralizada) así como diferentes enfoques de integración o distribución de funciones.

Capacidad de combinar las tecnologías de comunicaciones presentes y futuras con las aplicaciones existentes, garantizando su estabilidad a largo plazo. La norma IEC61850 separa las aplicaciones de las tecnologías de comunicaciones. Esto hace posible beneficiarse de las ventajas de la evolución de dichas tecnologías, salvaguardando la información y las aplicaciones que ya satisfacen las necesidades del usuario y permitiendo evolucionar ante nuevos requisitos del sistema.

Reducción de plazos y costes del proceso de ingeniería y puesta en marcha de las subestaciones. La norma en su parte 6, establece un lenguaje de descripción de configuración de subestaciones denominado SCL (Substation Configuration Description Language) que incorpora descripciones formales de las capacidades de los IEDs, de la arquitectura de la subestación, de la estructura de comunicaciones y de la interacción con la paramenta de la subestación. Facilita también un proceso de ingeniería estandarizado, proporcionando los medios para intercambiar datos de configuración entre herramientas de ingeniería.

El proceso de ingeniería resulta más eficiente y se simplifica el mantenimiento y la ampliación de los sistemas de automatización de subestaciones. Especificar de acuerdo a la norma IEC61850 significa dividir la funcionalidad completa en nodos lógicos, los cuales, a su vez incluyen “datos”, todos ellos tienen nombres específicos y representan una funcionalidad concreta. Posteriormente, habrá que distribuir dichas funciones entre los distintos IEDs. Es recomendable especificar los requisitos de tiempos de respuesta y de disponibilidad del sistema, resultando para ello imprescindible la definición de la arquitectura de comunicaciones. Puede ser conveniente identificar los posibles escenarios de fallo y las pérdidas de disponibilidad aceptables o inaceptables.



No cabe duda de que la utilización del estándar IEC61850 presenta importantes ventajas frente a las soluciones convencionales:

- Aumenta la eficiencia: gracias a la interoperabilidad entre IEDs y a las herramientas basadas en SCL que ayudan a optimizar soluciones.

Además, el intercambio de datos punto a punto que hace uso de los enlaces de comunicaciones estandarizados permite reducir el cableado al mínimo.

- Proporciona una gran flexibilidad: dando soporte a cualquier arquitectura física o funcional, así como a futuras ampliaciones. La base de esta flexibilidad es de nuevo la interoperabilidad entre dispositivos, así como el modelo de datos orientado a objetos y la comunicación basada en Ethernet.

- Constituye una inversión rentable y de futuro: Los sistemas de automatización de subestaciones se podrán beneficiar de la evolución de las comunicaciones sin que ello suponga necesariamente cambios en la aplicación y en los datos, ya que el lenguaje SCL y las reglas para extender el sistema y la funcionalidad garantizan un fácil mantenimiento y la interoperabilidad a lo largo del tiempo.

## 5.2 Estructura de la norma

- IEC 61850-1: Introducción y vista general.
- IEC 61850-2: Glosario.
- IEC 61850-3: Requerimientos generales.
- IEC 61850-4: Sistema y administración del proyecto.
- IEC 61850-5: Requerimientos de comunicación para las funciones y modelado de equipos.
- IEC 61850-6: Lenguaje de descripción de la configuración para sistemas de automatización.

- IEC 61850-7: Estructura básica de comunicación para la subestación y alimentadores.
- IEC 61850-8: Servicios de comunicación específicos de mapeo (SCSM)-MMS.
- IEC 61850-9: Servicios de comunicación específicos de mapeo (SCSM)-SV.
- IEC 61850-10: Pruebas de conformidad.

Dentro del estándar, las bases del sistema de comunicación se establecen en las partes 5 y 7-1. En estos documentos se da una descripción funcional del sistema mediante la presentación de los elementos fundamentales. En la parte 7-2 se proporciona una definición más detallada del sistema de comunicaciones con el denominado ACSI (Abstract Communication Service Interface). Esta descripción es a un nivel abstracto, mediante la definición exhaustiva de los objetos que componen el sistema de comunicaciones.

La parte 6 cumple también una labor complementaria muy importante mediante la definición de un lenguaje de configuración. Este nuevo lenguaje, basado en XML, define un formato de fichero para describir las configuraciones de los IEDs relacionadas con comunicaciones, los parámetros de los IEDs, la configuración del sistema de comunicaciones, la estructura funcional de la subestación y las relaciones entre todo lo anterior. El lenguaje definido se llama SCL (Substation Configuration Description Language).

Las partes 7-3 y 7-4 continúan con la definición de objetos. En concreto en la parte 7-4 se han desarrollado unos cien modelos, mediante el empleo de más de dos mil atributos. La parte 7-3 define los atributos más comunes que aparecen en multitud de objetos.

Posteriormente, en las partes 8 y 9 se explica cómo aplicar estos conceptos abstractos para cada protocolo concreto mediante los denominados SCSM (Specific communication Service Mapping).

La correspondencia entre el interfaz abstracto de comunicaciones y los protocolos concretos de comunicaciones se establece en las partes 8 y 9. En concreto en la parte 8 se dan los detalles para el bus de la subestación. Las partes 9-1 y 9-2 proporcionan una nueva correspondencia, esta vez para el bus de proceso. La captura de medidas en tiempo real, que hasta ahora venía haciéndose de forma analógica, se propone pasar a realizarla de forma digital, empleando como tecnología base Ethernet, y fundamentalmente con fibra óptica. En concreto la parte 9-1 propone organizar la comunicación mediante enlaces unidireccionales, mientras que en la parte 9-2 se plantea la clásica arquitectura en bus.

## 5.3 Modelos de datos

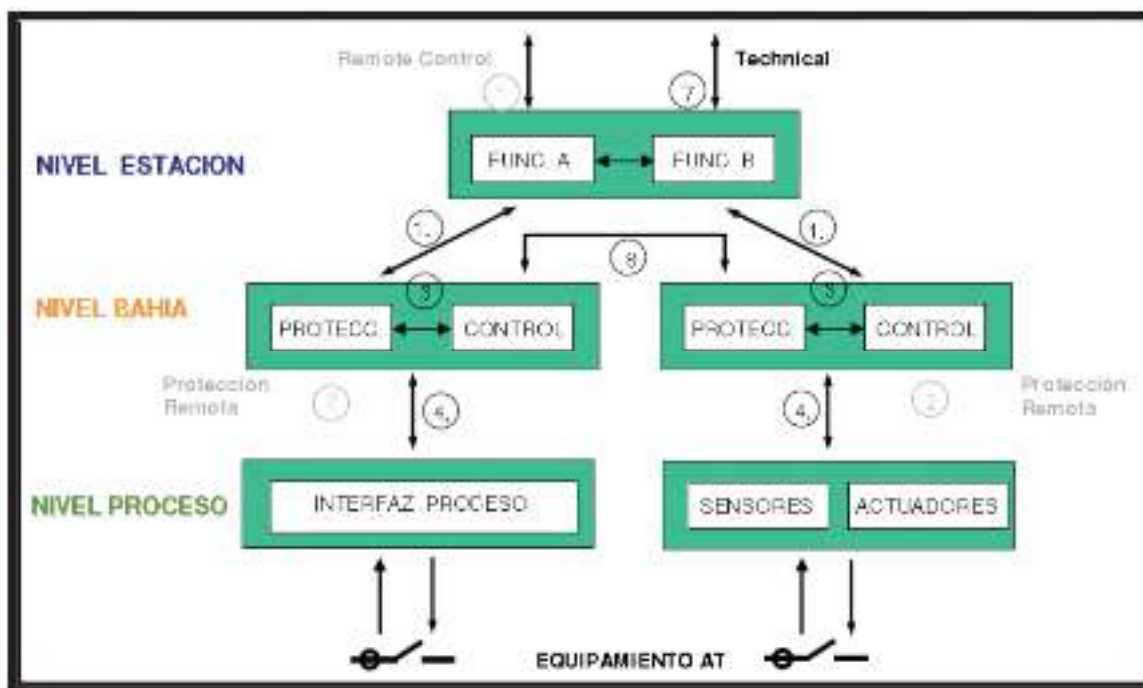
La norma IEC61850 describe un sistema tipo “cliente-servidor”, donde los “servidores” son principalmente los IEDs que realizan las funciones de protección, control, monitorización y medida de los equipos de la subestación y las líneas. Por otra parte, los “clientes” son los equipos que recogen o reciben la información de los servidores, básicamente las Unidades Centrales de Subestación. Los principales objetivos de la norma en la definición de los buses de comunicaciones de la subestación son:

- Determinar qué datos están disponibles y cómo deben ser nombrados y descritos, proporcionando los mecanismos para que los IEDs sean autodescriptivos.
- Determinar cómo se pueden acceder a esos datos y cómo se pueden intercambiar entre diferentes dispositivos.
- Determinar cómo se conectan los distintos elementos en las redes de comunicaciones.

Para cumplir con estos objetivos, la norma contiene un modelo de datos orientado a objetos. Este modelo agrupa datos de acuerdo con las funciones habituales de un SAS (Sistema de Automatización de Subestaciones).

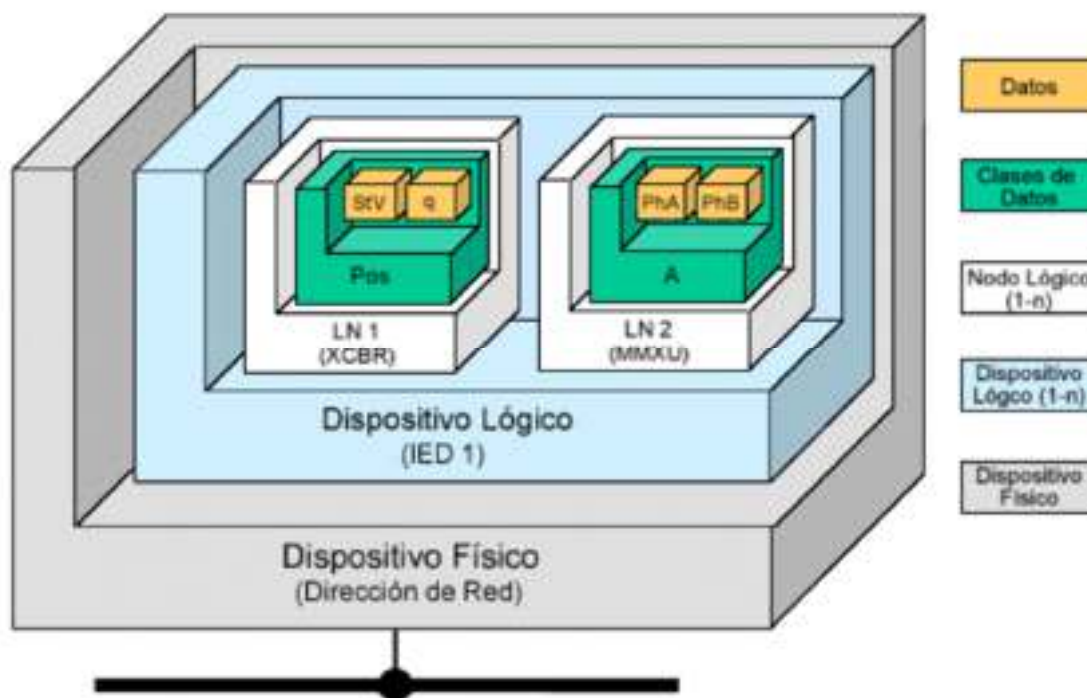
IEC 61850 define dentro de su fundamento la existencia de tres niveles de operación en un sistema eléctrico (inicialmente subestaciones y extendido a centrales de generación hídricas en su edición 2) (ver imagen 11).

**Imagen 11 Modelo de interfaz**



A partir de las funciones de monitoreo, control y protección que se llevan en los tres niveles se crean objetos o modelos de información, que interactúan entre ellos por medio de servicios de comunicación para después ser representados (mapeados) en un protocolo específico. Los datos son agrupados por restricciones funcionales (RF) organizados dentro de nodos lógicos (LN) en dispositivos lógicos (LD) ubicados en equipos físicos. Como se presenta en la imagen 12.

**Imagen 12 Modelo de datos**



La representación de la estructura de un dato en IEC61850 se muestra a continuación en la imagen 13.

**Imagen 13 Estructura general de un dato**



## 5.4 Nodos lógicos

Las funciones mencionadas anteriormente han sido divididas en entidades más sencillas, en unos objetos denominados Nodos Lógicos (LN), que son capaces de realizar tareas simples completas. Dos ejemplos son los interruptores, que se modelan como nodos XCBR, o protecciones de sobreintensidad instantánea, que se modelan como nodos PIOC. En el estándar se define un total de 92 nodos lógicos (ver tabla 3), divididos en 6 grupos principales:

1. Nodos lógicos para las funciones de protección.
2. Nodos lógicos para el control.
3. Equipos físicos.
4. Seguridad del sistema y de los equipos.
5. Nodos lógicos relacionados con los equipos primarios.

## 6. Nodos lógicos relacionados con los servicios del sistema.

**TABLA 3 NODOS LÓGICOS.**

Denominación	Grupo de nodo lógico	Funciones	Unidades
L	Nodos lógicos del sistema		3
P	Funciones de protección	PTOC, PIOC, PDIS, PDIF, etc	28
R	Funciones relacionadas con protecciones	RREC, RSYN, etc	10
C	Control supervisado	CSWI, CILO, CALH, CPOW	5
G	Funciones genéricas	GGIO, GAPC, GSAL	3
I	Interfase y archivo	IHMI, ITCI, IARC, ITMI	4
A	Control automático	ATCC, ANRC, ARCO, AVCO	4
M	Medidores y Medidas	MMXU, MMTR, MHAI, MSQI	8
S	Sensores y monitorización	SIMG, SARCM, SPDC	4
X	Aparamenta	XCBR, XSWI	2
T	Transformadores de medida	TCTR, TVTR	2
Y	Transformadores de potencia	YPTR, YLTC, YEFN, YPSH	4
Z	Otros equipos	ZBAT, ZGEN, ZMOT, etc	15

Para un total de 92 nodos lógicos. Todos los nombres de los nodos empiezan con la letra indicadora del grupo al que pertenecen.

## 5.5 Atributos

Dentro de estos nodos lógicos se distribuyen los atributos (Data Attributes), parámetros, valores y datos necesarios en la operación de las funciones del SAS que, a su vez, se dividen en diferentes clases (Common Data Class).



## 5.6 Dispositivos lógicos

Al final, el conjunto de nodos lógicos que describen funcionalidades completas (como por ejemplo protección, control, etc.) terminan formando parte uno o varios Dispositivos Lógicos (LD) dentro de un elemento físico (IED).

## 5.7 Acceso a la información

El acceso a la información contenida en los datos del modelo lo proporciona un conjunto de servicios estandarizados por la propia norma.

## 5.8 El protocolo IEC61850 y los mensajes GOOSE

Con la llegada de los relés digitales comunicables, se creó un tipo de arquitectura de comunicaciones en la que los protocolos estaban basados en comunicaciones serie y con modelos tipo maestro (Unidad Central de Subestación) - esclavo (Equipos de posición – IEDs). La unidad central interroga de manera cíclica a los equipos para obtener la información para el control de la subestación, así como para enviarla al despacho de telecontrol.

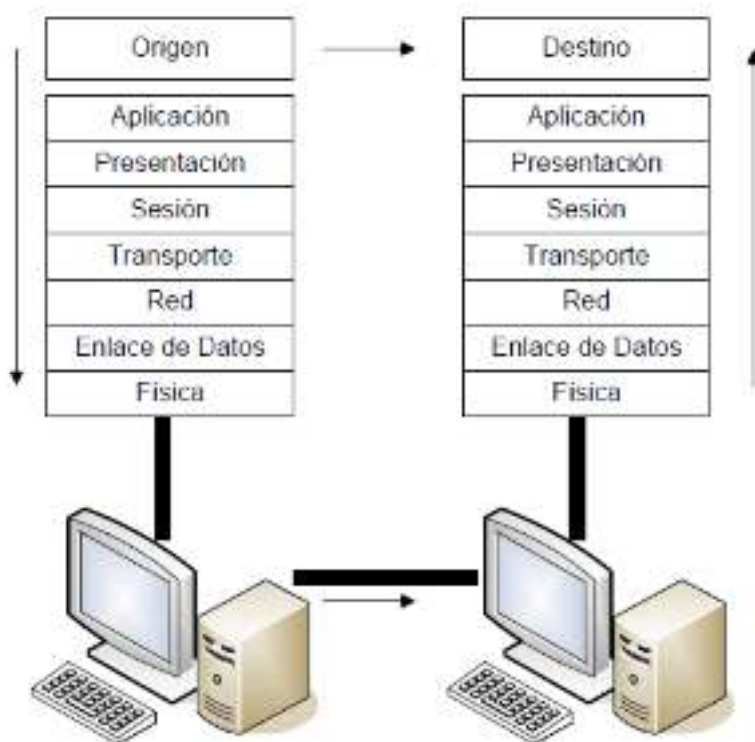
En el nuevo modelo de arquitectura IEC61850, los protocolos están basados en comunicaciones sobre redes Ethernet y los modelos son del tipo cliente - servidor, permitiendo además las comunicaciones horizontales entre los distintos equipos (IEDs).

La transmisión de datos en una red de comunicaciones, entre los diferentes IEDs que la componen está estandarizada según las capas OSI (Open System Interconnection), donde describen el proceso de transmisión de los datos dentro de una red. Se trata de un modelo el cual plantea la comunicación en 7 niveles distintos. Este modelo pasó a ser el estándar internacional para las comunicaciones en red al ofrecer un marco de trabajo que permitía explicar el modo en que los datos se desplazaban dentro de

una red. Cada nivel trata un aspecto específico de la comunicación proporcionando una interfaz al nivel superior.

En la imagen 14 a continuación se muestran las diferentes capas OSI para la transmisión de datos.

**Imagen 14 Capas OSI**



- Capa Física (Capa 1): La capa física del modelo de referencia OSI es la que se encarga de las conexiones físicas del ordenador hacia la red, en lo que se refiere al medio físico (óptico o eléctrico).
- Capa de Enlace de Datos (Capa 2): Cualquier medio de transmisión debe ser capaz de proporcionar una transmisión sin errores, un tránsito de datos fiable a través de un enlace físico. Por ello, los protocolos que operan en esta capa realizarán una comprobación de redundancia cíclica (CRC, Cyclical Redundancy Check) al final de cada trama. El CRC es básicamente un valor que se calcula tanto en el emisor como receptor. Si

los dos valores CRC coinciden, significa que la trama se recibió correcta e íntegramente, y no sufrió error alguno durante su transferencia.

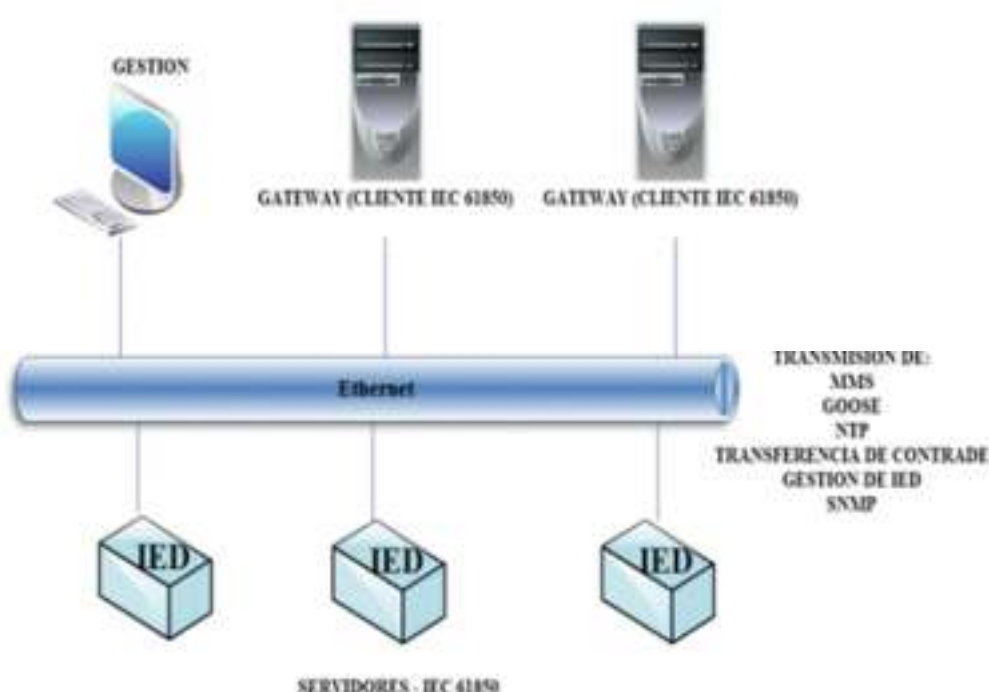
- Capa de Red (Capa 3): El cometido de esta capa de red es hacer que los datos lleguen desde el origen al destino, aun cuando ambos no estén comunicados directamente.
- Capa de Transporte (Capa 4): Su función básicamente es aceptar los datos enviados por las capas superiores, dividirlos en pequeñas partes si es necesario y pasarlos a la capa de red.
- Capa de Sesión (Capa 5): Esta capa establece, gestiona y finaliza las conexiones entre usuarios (procesos o aplicaciones) finales.
- Capa de Presentación (Capa 6): El objetivo de la capa de presentación es encargarse de la representación de la información, de manera que, aunque distintos equipos puedan tener diferentes representaciones internas de caracteres, números, sonido o imágenes, los datos lleguen de manera reconocible.
- Capa de Aplicación (Capa 7): Ofrece a las aplicaciones (de usuario o no) la posibilidad de acceder a los servicios de las demás capas y define los protocolos que utilizan las aplicaciones para intercambiar datos.

Uno de los mecanismos más novedosos que la norma define para la comunicación horizontal son los mensajes GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event). Estos mensajes están pensados para transmitir información crítica entre IEDs dentro de la subestación. Lo que antes se hacía con cableado convencional ahora se hace con mensajes GOOSE. Teniendo en cuenta que la velocidad de transmisión de los mensajes es primordial, se define un perfil de mapeado específico para estos mensajes.

El modelo para el servicio de mensajes GOOSE es del tipo publicadores, suscriptores. Los mensajes se difunden en la red por parte de los publicadores y los IEDs que los necesitan se suscriben para recibir los mensajes.

La transmisión de información implementada en el protocolo IEC 61850 se puede realizar a través de servicios de comunicación que la misma norma establece, entre los que se tienen la transferencia rápida de eventos (GOOSE), la sincronización de tiempo (NTP, IEE1588), transferencia de archivos, mensajes MMS y gestión de la red (SNMP)

**Imagen 15 Ejemplo de servidor IEC 61850**



Los datos de procesos se transmiten a través de mensajes GOOSE o también nombrada como la transmisión rápida de eventos, la cual se basa en la norma IEEE 802.1q de Ethernet, con la posibilidad de enviar a través de la red mensajes con un bit de prioridad, para transmitir información que requiera de mucha velocidad, como es el caso de los disparos y eventos requeridos para enclavamientos en los sistemas eléctricos que oscilan desde los 150ms. En la imagen 16 se presenta el esquema de funcionamiento de la prioridad en los mensajes GOOSE; cuando es generado, al tener una prioridad mayor a las tramas comunes, este

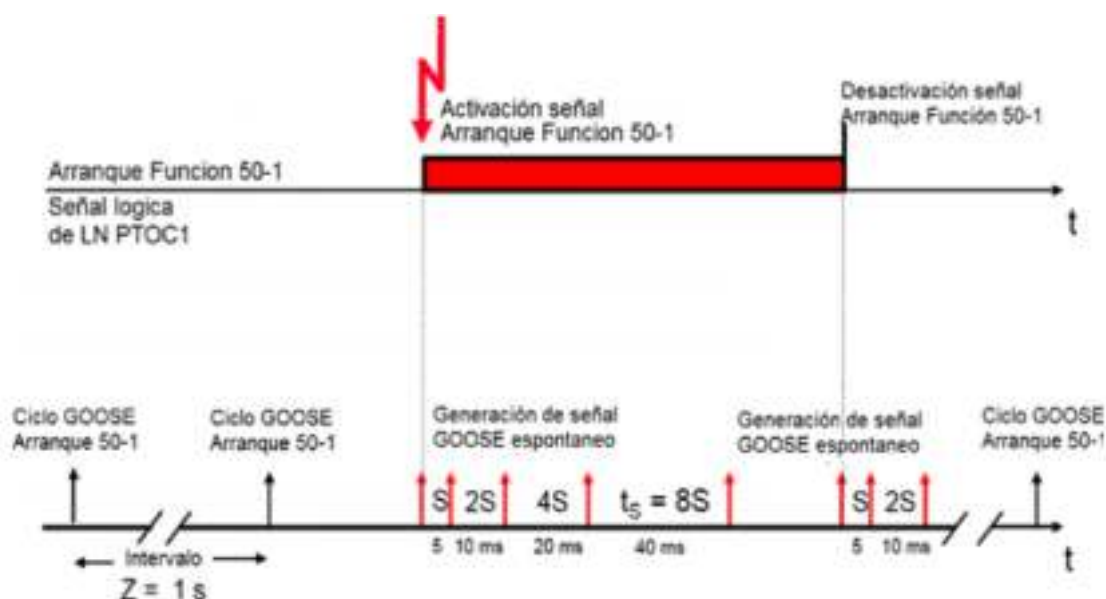
sobrepasa la cola de transmisión y el mensaje es enviado a la red, garantizando tiempos cortos en la transmisión en casos de tener avalanchas de información.

**Imagen 16 Mensaje GOOSE con prioridad**



Los mensajes del servicio GOOSE son de tipo multicast, es decir, que son transmitidos a varios dispositivos de la red, los cuales están suscritos para recibir el mensaje y posteriormente procesarlos. Estos datos son organizados en un DataSet. Como la transmisión es de tipo multidifusión no existe un proceso de acuso de recibo del dato, por lo tanto, se requiere de un mecanismo de repetición del mensaje para asegurar la transmisión óptima del mismo. Esta retransmisión consiste en estar enviando repetidamente el mensaje GOOSE. En estado estable, el envío se realiza cada cierto tiempo como se muestra en la imagen 17, sin embargo, cuando ocurre un evento nuevo (cambio de estado de la señal enviada), el intervalo de transmisión se acorta, y es progresivamente aumentado hasta llegar nuevamente al tiempo normal del ciclo.

**Imagen 17 Tiempos para transmisión de GOOSE**



## 5.9 Tecnología Ethernet para el estándar IEC61850

El estándar IEC61850 ha seleccionado la tecnología Ethernet como la más adecuada para el establecimiento de la red de comunicaciones que soportará sus funciones de automatización.

El equipo clave en una red Ethernet es el switch (conmutador). Un switch Ethernet se compone de un determinado número de puertos de comunicaciones a los que se conectan los equipos finales, en nuestro caso IEDs. Los puertos de comunicaciones de un switch pueden ser tanto de cobre, usando el conector RJ45, como de fibra óptica, usando los nuevos conectores MT-RJ o LC, que constituyen la evolución natural de los conectores ST o SC, presentando mejores prestaciones y ocupando un menor espacio, lo cual permite disponer de switches Ethernet con una gran densidad de puertos de comunicaciones.

La principal función de un switch es la de conmutar las tramas Ethernet, a la mayor velocidad posible, entre los distintos puertos Ethernet que lo componen. Un switch Ethernet, al recibir una trama por uno de sus puertos,

y tras comprobar la validez de la misma, decidirá a que puertos debe enviarla. Esta decisión la realiza consultando su tabla interna de direcciones MAC, en la cual relaciona las direcciones MAC destino con cada uno de sus puertos físicos. Si esta dirección MAC se encuentra en la tabla de direcciones, el switch enviará la trama única y exclusivamente por el puerto al que se encuentra asociado dicha dirección MAC. En el caso que dicha dirección no se encuentre en la tabla de direcciones MAC, el switch enviará la trama Ethernet por todos los puertos del switch a excepción del puerto por el que se recibió la trama original.

Es muy importante destacar que esta función de conmutación ha de realizarse a una velocidad tal que se permita a todos los puertos de comunicaciones del switch intercambiar las tramas Ethernet sin sufrir ningún tipo de bloqueo, transmitiendo y recibiendo tramas simultáneamente, a la velocidad máxima posible del puerto. Además de esta función básica de conmutación de tramas Ethernet, un switch incorpora otras funciones que permiten:

- Establecer redes Ethernet complejas, con redundancias, en la que los elementos redundantes se encuentran en modo back-up, y sólo se activen en el caso que un elemento falle.
- Gestionar los equipos, conocer su estado y mandar alarmar en el caso de que ocurran una serie de eventos programados en los switches.
- Establecer una política de prioridades de tráfico atendiendo a la naturaleza del mismo, de forma que mensajes considerados críticos sean entregados en situaciones de congestión de red.
- Compartir una misma infraestructura física Red Ethernet entre los distintos servicios que dicha red puede transportar.
- Uno de los logros más importantes de la norma IEC61850 es la estandarización del modo de describir la configuración de las subestaciones tanto en protección como en control. Se estandariza un lenguaje y diferentes

tipos de ficheros a intercambiar entre las herramientas de especificación y configuración y entre éstas y los propios IEDs. Esta normalización permite, por primera vez, independizar el diseño de las herramientas y el diseño de los IEDs. Uno de los efectos más importantes es la posibilidad de que aparezcan, en el mercado de la automatización, fabricantes de software que compitan por suministrar herramientas de ingeniería no ligadas a ningún fabricante de equipos con el objetivo de darle un mayor valor añadido al usuario.

### 5.10 Lenguaje de descripción de la configuración de subestaciones

El lenguaje SCL es la herramienta que permite intercambiar las descripciones de las capacidades de los IEDs y las descripciones del sistema de automatización de la subestación entre las herramientas de ingeniería de IEDs y las herramientas de ingeniería del sistema de diferentes fabricantes. El proceso de ingeniería de la subestación exige que el SCL sea capaz de describir la especificación funcional de la subestación, describir las capacidades de los IEDs que son utilizados y describir el sistema final configurado en todos sus detalles.

El estándar propone dos tipos de tareas a realizar por las herramientas de ingeniería:

- Configuración de IED: es específico del fabricante y debe ser capaz de importar y exportar ficheros SCL, así como proporcionar los ajustes específicos del IED y generar su fichero de configuración para cargarlo en el IED.
- Configuración del Sistema: Es independiente de los IEDs y debe ser capaz de importar y exportar ficheros SCL. Debe ser capaz también de leer el fichero de especificación del sistema para tomarlo como base del diseño o para compararlo con un diseño realizado.



El lenguaje SCL determina el uso de varios tipos de ficheros durante el proceso de ingeniería. Los principales son:

- **ICD (IED Capability Descripción)**: describe las capacidades de ingeniería y funcionalidades de un IED sin ninguna configuración concreta. Un IED que cumpla el estándar debe ir acompañado de su ICD.
- **SSD (System Specification Description)**: describe la especificación del sistema con el unifilar, las funciones de la subestación y los nodos lógicos que se necesitan.
- **SCD (Substation Configuration Description)**: describe el conjunto del sistema configurado con la información de los IEDs configurados, el subsistema de comunicaciones y la descripción de la subestación.
- **CID (Configured IED Description)**: describe la configuración completa de un IED dentro del proyecto concreto y toda la información necesaria para que el configurador del IED lo cargue sobre el IED.

Diagrama unifilar operativo de la subestación Altamira, mostrando la configuración de líneas de transmisión, transformadores, interruptores y barras de 138 kV y 13.8 kV. El diagrama incluye detalles de los transformadores de potencia y distribución, así como una tabla de revisiones y un encabezado con el logo de ENATREL.

**ENCABEZADO:**

ENATREL  
EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Subestación: **ALTAMIRA**

DIAGRAMA UNIFILAR OPERATIVO  
138/ 13.8 KV

Elaborado por: **ING. DOMINGO CAGGIORE**

Revisión: **3**

**REVISIONES:**

Nº	Elaborado por	Revisado por	Fecha
1	J. C. ALTAMIRA	ING. F. MORENO	12/08

pág. 58

“Integración de la norma IEC 61850 en la subestación eléctrica de Altamira en Managua mediante diseño de automatización gestionada desde red LAN”

En el desarrollo se detallará más sobre su funcionamiento y las consideraciones al momento de diseñar la automatización.

## 6.1 Sala de Control

La subestación eléctrica está construida y en servicio, se encuentra distribuida en la actualidad de la siguiente manera:

**Imagen 18 Edificio de control de SE Altamira**



Los paneles de control y protección son dos grandes estructuras que acogen a los diferentes dispositivos de control y protección, pero se pueden distinguir según su dirección o función de mando como:

## 6.2 Panel de líneas

El panel de línea está compuesto por varios elementos como se detalla a continuación:

- Relé de protección Principal REL 511 ABB
- Relé de protección secundario DPU 2000R ABB

- Selector ON/OFF función de re - cierre monopolar de interruptores de línea
- MCB Control #1
- MCB Control #2
- MCB Control #3
- MCB Protección #1
- MCB Protección #2
- MCB alimentación VAC para calefacción
- Iluminación
- Tomacorriente
- Ventilación
- Relés auxiliares de control
- Relés auxiliares de protección

De todos estos se describen con más atención los relés de protección que tendrían una gran participación en la normativa que se busca implementar.

El relé principal marca ABB modelo REL 511 es un relé de control y monitoreo de líneas aéreas y cables en redes de distribución y subtransmisión de alta impedancia o con conexión a tierra sólida. El relé también se puede utilizar en redes de transmisión hasta los niveles más altos de tensión. Es adecuado para la protección de líneas muy cargadas y líneas de múltiples circuitos, donde el requisito para el disparo es uno, dos y / o tres pasos. El relé también se puede usar para proporcionar protección de respaldo para transformadores de potencia, barras de distribución, etc.

Estos dos relé principal y respaldo no cuentan con la norma IEC 61850. Son Relé digitales con comunicación IEC 60870-5-103 se usa principalmente cuando un terminal de protección se comunica con un sistema de control o monitoreo de terceros. Este sistema debe tener un software que pueda interpretar los mensajes de comunicación IEC 60870-5-103.

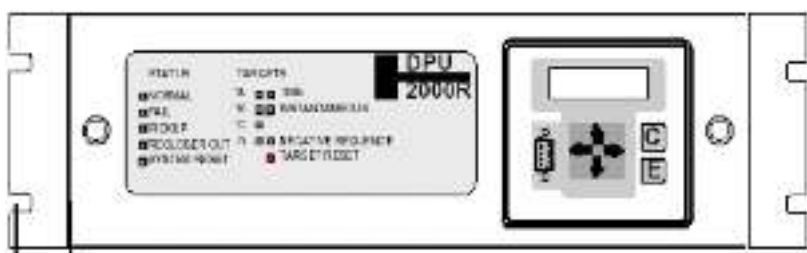
El IEC 60870-5-103 es un protocolo no balanceado (maestro-esclavo) para serie de bits codificados de comunicación serial que intercambia información

con un sistema de control. En terminología IEC una estación primaria es un maestro y una estación secundaria es un esclavo. La comunicación es basada en un principio punto a punto. El maestro debe tener un software que pueda interpretar los mensajes de comunicación IEC 60870-5-103.

**Imagen 19 Relé REL 511**



**Imagen 20 Relé DPU 2000**



## 6.3 Paneles de Transformadores

Este acoge todos los dispositivos de protección correspondiente a la bahía de transformador y MCB de los circuitos de protección y control, así como la calefacción iluminación de VAC.

A continuación, se describen los modelos de relé para las bahías de transformadores.

Relé sobre corriente direccional AEG PS 441, este es un relé electrónico con pantalla digital que tenía funciones básicas como, sobre corriente temporizado, curvas y direccional. Hardware con pocas entradas binarias, pocas salidas binarias un puerto de comunicación RS 232 para interfaz con el pc muy básica.

***Imagen 21 Relé de protección de sobre corriente AEG PS 441***

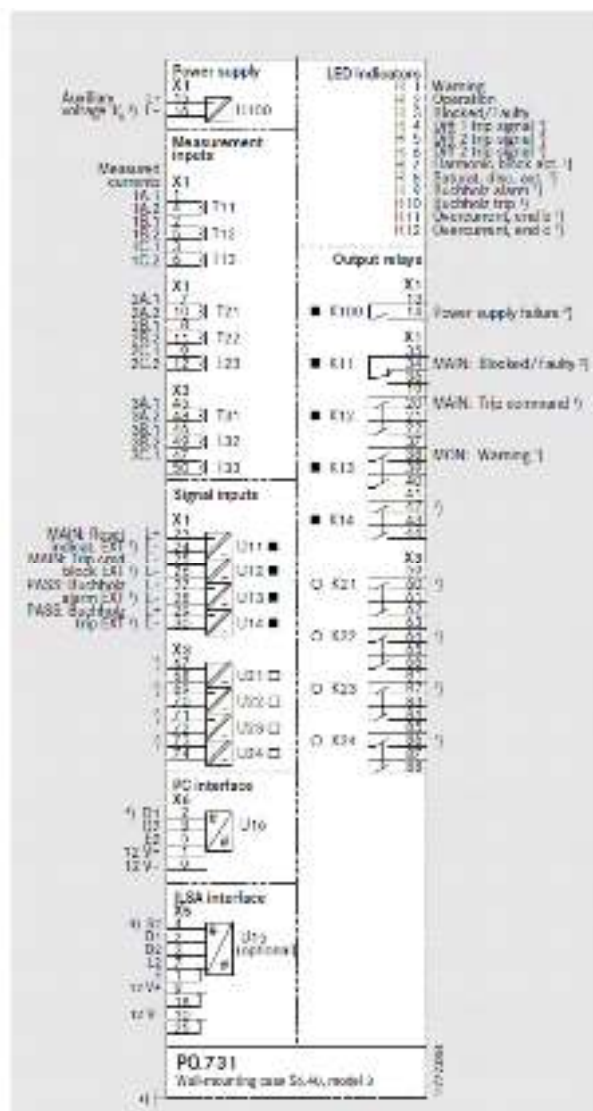


***Imagen 22 Relé sobre corriente diferencial de transformador PQ721***



Relé diferencial AEG PQ721 con las mismas características que el antes mencionado es un equipo electrónico con interfaz de comunicación para pc. Para esta tecnología no existía la interoperabilidad.

**Imagen 23 Conexión de relé AEG PQ 721**



Generalmente existe un relé para controlar los voltajes de salida de los transformadores de distribución, para esta subestación son controlados manualmente por los operadores de la subestación, cambiando los inter taps del transformador con botones a distancia.

Además de los relés se pueden encontrar los relés biestables para la función 86T Rearme que es cableado a los disparos diferenciales y los disparos propios del transformador. Con este biestable también se considera un interbloqueo para los cierres de interruptor de alta y baja tensión, debido a que si el

transformador se dispara por alguna de estas protecciones de alta prioridad se debe asegurar que el transformador está en perfectas condiciones para ponerle en servicio, si la anomalía persiste la condición de bloqueo de cierre impedirá la maniobra y bloqueará la opción de reset del biestable 86T (Ver imagen 23).

**Imagen 24 Relé auxiliar BJ8 para funciones de Rearme 86T**



## 6.4 Paneles de control

Los paneles de control están conformados en mayor parte por un diagrama unifilar o mímico en la parte frontal donde están ubicado los selectores de mando de los equipos a maniobrar a distancia, selectores de permiso de mando con señalizaciones de Subestación o CNDC para maniobras locales o en el despacho nacional.

Dependiendo de la bahía a controlar, la subestación se divide en cuatro paneles en un mismo bloque de gabinetes.

1. Panel de línea SE periodista (Ver imagen 24)
2. Panel de línea SE Oriental
3. Transformador de 40 MVA (Ver imagen 25)
4. Transformador de 20 MVA



“Integración de la norma IEC 61850 en la subestación eléctrica de Altamira en Managua mediante diseño de automatización gestionada desde red LAN”

***Imagen 25 Paneles de control de línea en SE Altamira.***



***Imagen 26 Panel de control bahía de transformador.***



### ***Imagen 27 Paneles de control SE Altamira***



## 6.5 Paneles de medición

Los paneles de medición están dispuestos en sala de control y su distribución interna es muy básica los MCB que alimentan a los sistemas de calefacción e iluminación borneras de corriente y tensión para los circuitos correspondientes a medir y los medidores que en nuestro caso son marcas ION Este panel no tiene gran incidencia en el sistema automatizado, únicamente se requiere la señal auxiliar de disparos de MCB antes mencionados.

## 6.6 Paneles de servicios auxiliares

Estos paneles tienen toda la relevancia en el funcionamiento de una subestación eléctrica. Estos se dividen en dos:

Panel de servicios auxiliares de corriente alterna

Panel de servicios auxiliares de corriente continua

El primero se alimenta generalmente de un transformador de servicios propios de la subestación, llega a una protección principal y se divide en los circuitos más importantes como son:

- Alimentación del cambiador de tomas del transformador de potencia.
- Panel de servicios generales del edificio de control.
- Los diferentes circuitos de alimentación de las bahías de la subestación.
- Los diferentes circuitos alternos de cada equipo en bahía como son las calefacciones, iluminación interna de las cajas centralizadas y cajas de mando de los equipos de patio.
- Aire acondicionado.
- Alimentación del Rectificador que se encarga de tener cargado y listo el sistema de respaldo ante una ausencia de tensión de la línea primaria.

El segundo también importante, se alimenta del rectificador o cargador de baterías. Este es un panel con gran cantidad de autómatas o MCB para los diferentes paneles de control de la subestación y de sus funciones. Entre ellos se pueden mencionar:

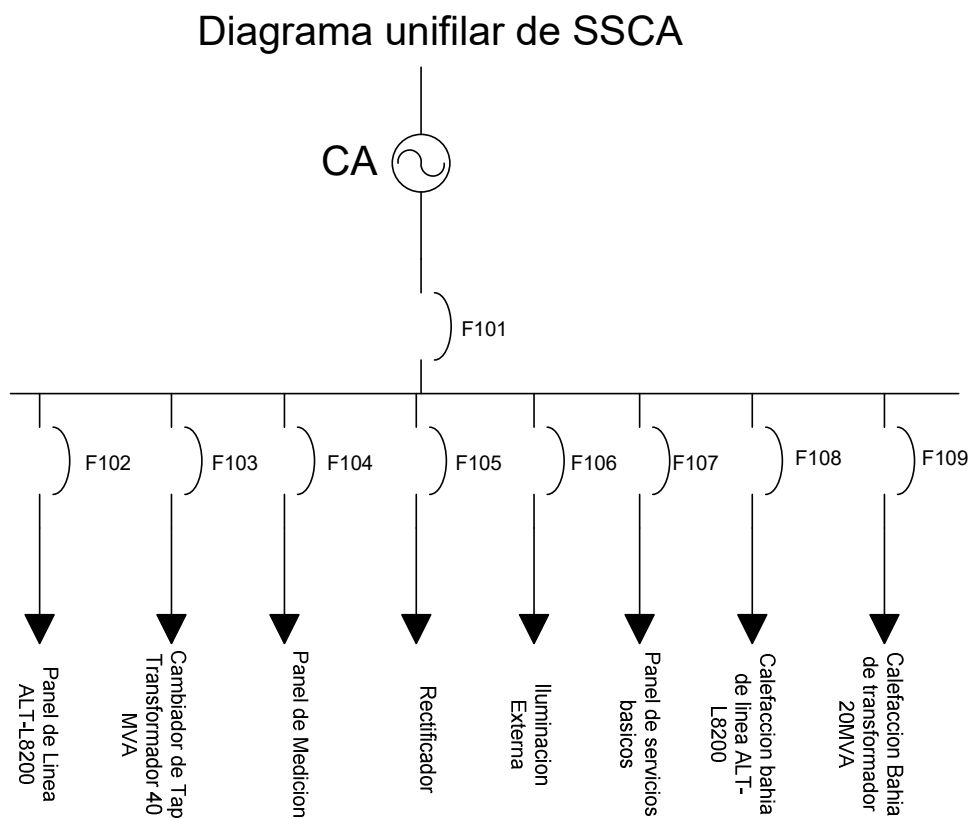
- Alimentación de protección 1 Línea ALT-L8200
- Alimentación de protección 2 Línea ALT-L8200
- Alimentación de motor interruptor ALT L8200
- Iluminación de emergencia de sala de control
- Iluminación de emergencia de bahías
- Alimentación de circuito de control 1 ALT-L8200
- Alimentación de alarmas 1 ALT-L8200
- Alimentación de protecciones propias del transformador.

Existen muchas más señales que se definen más adelante, donde se detallan todas las señales que debe incluir la automatización con IEC 61850 por cada panel o tablero eléctrico. Todos los MCB están compuestos con contactos auxiliares para ser cableados al sistema de alarmas.

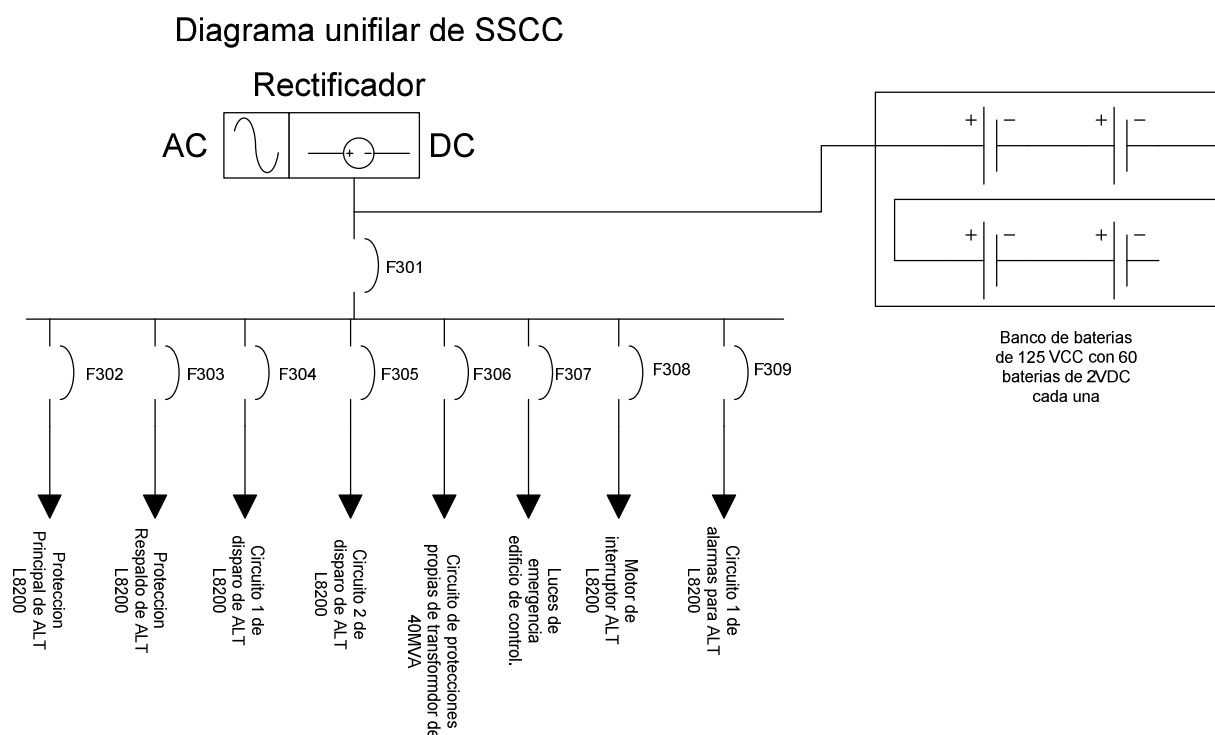
**Imagen 28** *Autómata MCB con contacto auxiliar*



**Diagrama 2** *Diagrama unifilar de S.A.C.A.*



**Diagrama 3 Diagrama unifilar de S.A.C.C.**



## 6.7 Rectificador

Dispositivo eléctrico que es alimentado por corriente alterna y la convierte a corriente directa para alimentar a todos los equipos de la subestación eléctrica y cargar el banco de baterías, mantenerlo en flotación para estar listo ante la pérdida de tensión de la línea primaria de alta tensión.

Los cargadores/rectificadores para baterías estacionarias marca ORION ELECTRÓNICA son convertidores estáticos que suministran voltaje DC constante con bajo rizado y con corriente limitada a bancos de baterías conectados en paralelo con su respectiva carga, aún bajo variaciones de tensión de la red. Están diseñados bajo normas de ejecución NEMA, con una capacidad de corriente suficiente para alimentar a la carga y recargar las

baterías en igualación o flotación, con recarga automática temporizada, al ocurrir una falla de energía eléctrica.

### Características Técnicas:

1. Diseño para servicio pesado HEAVY DUTY.
2. Tecnología a SCR, de probada prestación en campo.
3. Compatible con cualquier tipo de baterías, plomo-ácido o níquel-cadmio.
4. Control a tensión constante y corriente limitada, con igualación automática temporizada.
5. Amplia gama de corrientes disponibles, hasta 1000 A.
6. Salida filtrada y con bajo rizado, capaz de alimentar cargas aún sin baterías conectadas.
7. Medición digital de voltaje y corriente de salida, con medidores independientes, clase 1.
8. Conjunto completo de señalización a LEDs y alarmas con contactos secos como equipamiento estándar.
9. Ajustes y selectores internos para evitar manipulación no autorizada.
10. Componentes eléctricos, magnéticos y electrónicos holgadamente dimensionados para asegurar larga vida de operación y alta confiabilidad.

**Imagen 29 Rectificador CBE Orión**



## 6.8 Panel RTU o panel de comunicaciones

Una Unidad Terminal Remota (UTR o, más conocida por sus siglas en inglés, RTU) es un dispositivo basado en microprocesadores, el cual permite obtener señales independientes de los procesos y enviar la información a un sitio remoto donde se procese.<sup>1</sup> Generalmente este sitio remoto es una sala de control donde se encuentra un sistema central SCADA el cual permite visualizar las variables enviadas por la UTR. Dentro del universo de las UTR existen los controladores lógicos programables (PLCs) quienes han complementado sus facilidades de comunicación. En el mundo PLC surgieron los protocolos de comunicaciones para pequeños sistemas de control (RS-485, SINEC L1, Modbus, DNP3, CAN bus, IEC-101, IEC-105, etc.) En forma paralela en el mundo RTU ha evolucionado en la industria eléctrica, y otras ramas, donde grandes sistemas SCADA, requieren la gestión de gran número de señales con precisión de milisegundos, cosa que es imposible realizar con los PLCs. En las RTUs se ha desarrollado y expandido a otros equipamientos (medidores de energía, relés de protecciones, reguladores automáticos), el protocolo de comunicaciones IEC o CEI 60870-4. Para las comunicaciones internas de los equipos, o entre ellos, las RTU han adoptado el protocolo

Modbus, en la forma de Modbus RTU, que puede implementarse sobre una red RS-485 o sobre una red TCP/IP.

Actualmente los dispositivos de protección envían por medio de contactos y señales análogas de 125VDC las señales de disparo y señalización directamente a entradas binarias, para convertirlas y enviarlas al despacho, no existe ninguna red LAN que interroge los equipos para adquirir información puesto que la tecnología es obsoleta, no cuentan, ni con el software, ni el hardware para su interacción, todos están interactuando de manera análoga por señales eléctricas enviadas a los paneles de alarmas para realizar los trabajos de control y protección. Para enviar las señales al despacho de carga todas las señales necesarias son cableadas a módulos de la RTU para ser enviadas en protocolo 101 como esclavo del despacho.

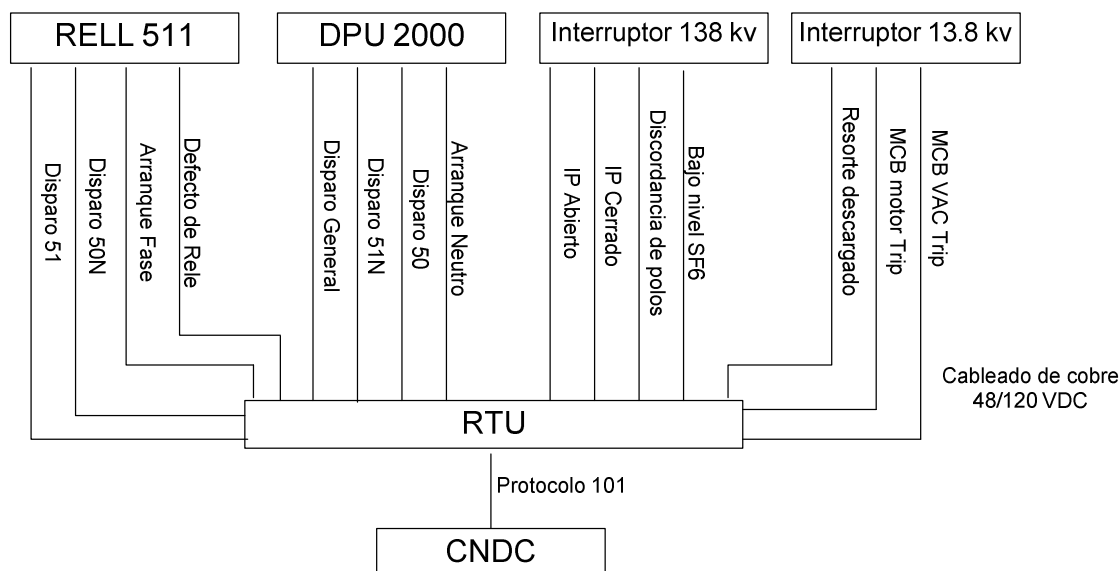
## 6.9 Registrador de eventos

Son paneles dedicados para guardar registros de señales análogas de corriente y voltaje con una estampa de tiempo, este debido a que los equipos anteriores a los mencionados relés electromecánicos no tenían la capacidad de registro. Esta tecnología ya está desactivada debido a los problemas de información no confiable e ineficiente al momento de extraer datos.



## 6.10 Generalidades del funcionamiento de automatización de la SE Altamira

**Diagrama 4 Arquitectura de comunicación existente**



El diagrama 3 tiene algunos de los componentes de la subestación eléctrica y como interactúa para llevar las señales hasta el CNDC. Las señales son cableadas hasta el panel de RTU con cable de cobre de manera análoga y esta es convertida a protocolo 101 para ser enviada.

Por otra parte, los relés no interactúan por medios de comunicación, estos hablan un idioma binario de entradas digitales y salidas por medio de contactos propios del relé ya sean NC o NO para llevar estados de los equipos según sea el caso. Por ejemplo, un relé de protección necesita tener cableado la señal de interruptor abierto para no realizar un disparo o una función de re-cierre, esta misma señal es utilizada para mostrar en el mímico la posición real del interruptor para que los operadores sepan cual es el estado de los equipos.

Todos los equipos funcionan de manera eléctrica todo es cableado eléctricamente con cable de cobre en tensiones de 125VDC.

Control

Los mandos tienen tres niveles de operación:

1. Desde el Equipo, este se puede realizar eléctricamente y mecánicamente, teniendo las condiciones de seguridad necesaria, esto quiere decir que los circuitos eléctricos de interbloqueo estén en la posición correcta.
2. Desde la sala de control (a distancia). También existen otras lógicas de interbloqueos para esta ya que las condiciones cambian, por lo general en este nivel de mando se realizan las puestas en servicio o normalización del sistema frente aperturas por disparos o despejes por mantenimientos.
3. Remoto desde CNDC. Este se hace a través de comunicación

## Protección

Las protecciones en este punto participan como vigilantes de los parámetros de las corrientes y voltajes para generar un disparo frente a una falla en la red. Su manera de interactuar es por medio de lógicas internas de OR, AND, NOR, etc. Señales emitidas y recibidas por entradas y salidas binarias. Estos tienen interfaces para ciertos protocolos escogidos por el fabricante y en algunos casos esta interface solo es para gestionar el equipo desde un CPU.

## Alarmas

Estas son cableadas a un módulo central en cada panel para mostrar un destello de luz sobre un rotulo que indicaba su procedencia y la activación de una bocina para aviso de una señal de alarma nueva.

## Interbloqueos

Condiciones eléctricas basadas en contactos normalmente abiertos sino se cumplen los requisitos de seguridad del personal y la subestación.

## 7. PROPUESTA DISEÑO DE LA ARQUITECTURA DE RED LAN PARA LA AUTOMATIZACIÓN (CRITERIOS GENERALES)

### 7.1 Arquitectura actual

La subestación de Altamira es una subestación eléctrica Transformadora y de transporte, encargada de conectar grandes centros de producción, geográficamente muy dispersos, también mantienen en sincronismo el sistema global; Esta subestación es gestionada por ENATREL empresa de transmisión eléctrica nacional para trabajos operativos, como mantenimiento y operación dirigidas por un operador orientado por el despacho nacional de carga en maniobras de mando, control.

La subestación posee una barra de alta tensión en 138kv con dos salidas de línea, la primera hacia la subestación eléctrica de Las Colinas, la segunda hacia la subestación eléctrica Oriental, de dicha barra se alimentan dos transformadores de potencia 40 MVA, ambos con relación de 138Kv a 13.8 Kv, los cuales alimentan a su vez dos barras de distribución.

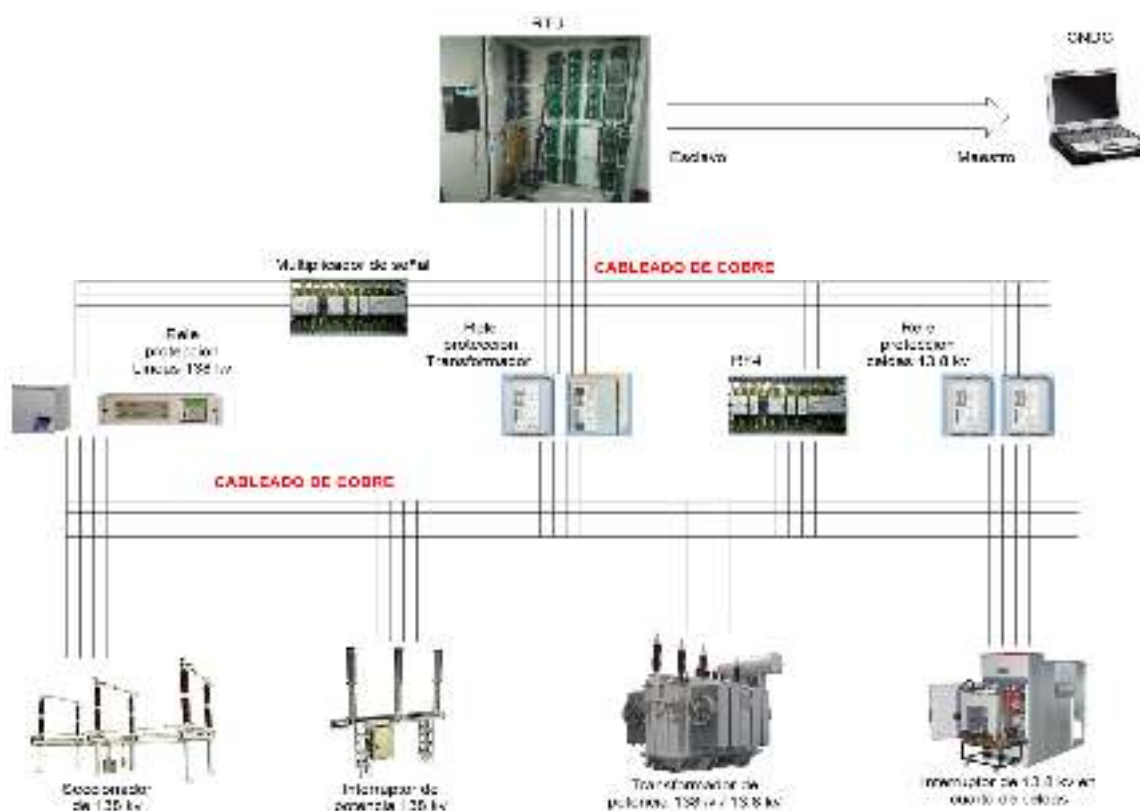
La subestación que se analiza es barra simple con una configuración de seccionador de enlace que permite aislar a la subestación de tensión sin interrumpir el flujo de energía del sistema interconectado, también seccionador de bypass para mantenimiento de los equipos de la bahía de línea de transmisión ALT- L8260

De acuerdo con lo expuesto en el marco teórico, las ventajas del protocolo IEC61850 es la comunicación de las protecciones de diferentes fabricantes por medio de mensajes GOOSE, mediante entradas y salidas comunicadas de cada una de las protecciones. En el caso de la subestación eléctrica de Altamira, se propone la implementación de la comunicación de las diferentes protecciones con señales comunicadas utilizando la red Ethernet para la transmisión de datos. La subestación eléctrica de Altamira actualmente no

cuenta con una arquitectura de comunicación y para comprender mejor el cambio se exponen a continuación las imágenes que muestran la situación actual, la estructura que pide la norma y la arquitectura de la RED LAN propuesta para la integración de la Norma IEC 61850.

Imagen 31. Diagrama funcional de la subestación Altamira en la actualidad.

**Diagrama 5 Diagrama funcional de la subestación Altamira en la actualidad**



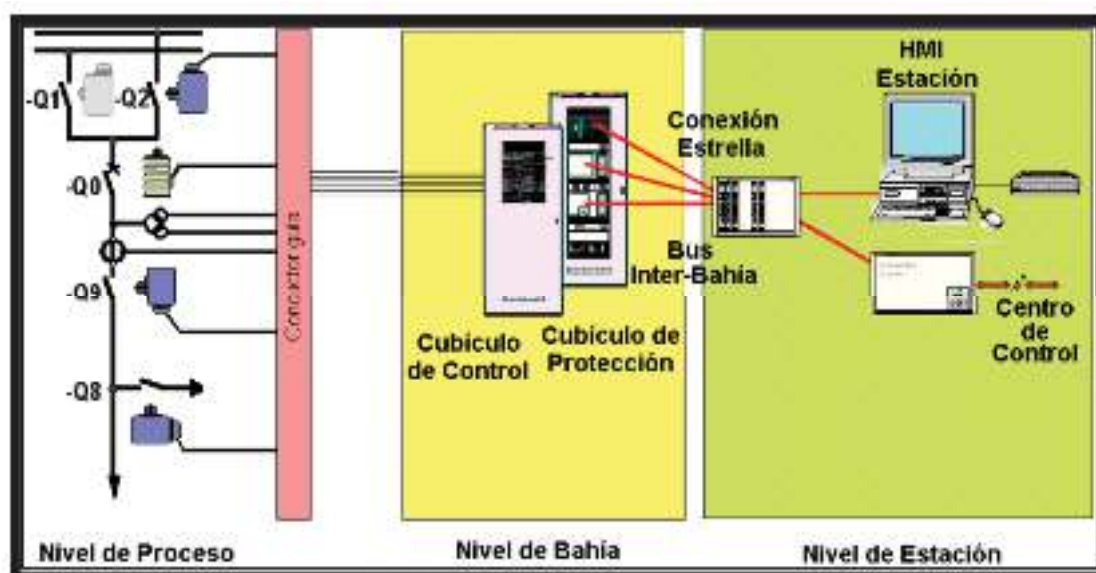
## 7.2 Estructura IEC 61850

Teniendo en cuenta que es una subestación en servicio y que todas las señales están en cableado de cobre, desde la bahía hasta la sala de control, es claro que la inversión puede ser muy alta si se decide integrar equipos IED y para el nivel de bahía recolectando las señales de patio para convertirlas en señales de IEC 61850 y cambiando los equipos de protección por IED con la norma además de sustituir el sistema de mando por selectores.

Pero se debe dejar claro que este sistema es obsoleto, en la actualidad no se encuentran varios componentes debido a que los proveedores o grandes fabricantes han emigrado al desarrollo y la tecnología que es más eficiente y practica en la automatización de subestaciones eléctricas.

Las personas que se encargan de manejar las Subestaciones eléctricas pueden estar acostumbrados a la tecnología desfasada, por lo cual, no se fían de la tecnología nueva. Ya que el cobre es algo físico medible, confiable y esta actualización permite confiar en un solo cable de comunicación que llevará y traerá todas las funciones de protección. Estas son algunos de los obstáculos que debe enfrentar la norma. Se debe promover la confianza de esta tecnología al quehacer diario del sistema.

**Imagen 30 Estructura de IEC 61850**



La norma establece tres niveles de mando que se dividen en:

1. **Nivel de proceso**, son los equipos de bahía electromecánicos para realizar las maniobras de alta tensión y estos a su vez en la parte control son cableados a un concentrador de señales ubicado en patio el cual convertirá todas estas en señales para IEC 61850, en este caso particular no se utilizan estos IED de patio porque el cableado es existente hasta la sala de control,

por lo tanto, todas las señales se cablearan a los Relés de protección y unidades de control para su automatización en la norma.

2. **Nivel de bahía**, comprende la sala de control y los diferentes equipos fabricados con la norma IEC 61850, se trata de la parte física los paneles donde son montados los relés de protección y control de la subestación eléctrica.
3. **Nivel de estación**, este compuesto de los equipos que realizan la interfaz humana, de todas las señales que entran en la red LAN de la subestación son utilizadas para una dirigirlas a una computadora donde se pueden ver alarmas hacer maniobras revisar registros estados y estos por lo general son lenguajes propios de cada marca. Pero el modelado en la red y la información de cada elemento de la subestación como establece el estándar IEC61850.

## 7.3 Arquitectura de comunicaciones

El sistema de control que se implantará en la subestación se basa en el sistema de automatización de subestaciones de Siemens mediante el cual se realizarán las operaciones de monitorización, supervisión y mando de los distintos dispositivos que componen la subestación. Además servirá para enviar la información que sea requerida por el despacho Nacional de carga. La topología del sistema de control será en anillo de fibra óptica con 2 Switches Ethernet. Cada Switch Ethernet dispondrá de puertos de fibra óptica y puertos eléctricos (RJ45) para cerrar el anillo y conectar la unidad de control central de la subestación (SICAM PAS) con la estación de trabajo del operador (IHM). Todos los equipos de protección y de control tienen un módulo integrado de doble fibra óptica que permite hacer el anillo mencionado, sin switches adicionales. Esta es una configuración de tolerancia a fallos n-1, lo que significa si se pierde una de las de protecciones o una unidad de control de posición conectada al anillo tendrá la plena disponibilidad del sistema, es decir que el sistema soporta una rotura de anillo.

A continuación, se describirá la arquitectura de comunicación de la subestación Altamira.

- La topología del sistema de control como se acaba de mencionar será en anillo de fibra óptica redundante con protocolo IEC61850 que constituye la red del sistema de supervisión y control de la subestación.
- En el armario de comunicación en sala de control de la subestación se conectará una unidad de control SICAM PAS que va a funcionar de Gateway para la comunicación con sistemas exteriores. La unidad SICAM PAS será la encargada de implementar las comunicaciones con el centro de control mediante el protocolo IEC60870-5-101.
- Toda la información proveniente de la subestación será recibida y centralizada en los switch RSG2100, estos switch comunicarán por medio de la red Ethernet IEC61850 con cable RJ-45 con el centro de control a través de la unidad SICAM PAS y al HMI (Human Machine Interface).
- Se instalará dos HMI situado en la sala de control de la subestación que se comunicará con los equipos de la misma permitiendo la operación y monitorización de la aparamenta, acceso a alarmas y eventos del sistema, ajuste de relés, recogida de archivos de oscilograma, almacenamiento histórico y permitirá la completa representación del equipamiento de la subestación. Este equipo se conectará a los anillos de control a través de dos switch RSG2100.
- Las funciones de la estación de ingeniería como el cambio de ajustes de protecciones se realizarán también desde el HMI o acceso remoto de la oficina central de protecciones de ENATREL para gestionar a IED de protección y control.
- Las unidades de control de posición son equipos 6MD. Para cada posición de la subestación existe un 6MD para recoger la señalización y enviar los mandos necesarios en dicha posición. Todas las unidades de control estarán

conectadas entre sí a través de fibra óptica obteniendo un primer anillo que irá conectado a los switch RSG2100.

- El segundo, tercero y cuarto estarán compuesto por todas las protecciones principales y de respaldo de cada una de las posiciones de la subestación que estarán conectadas entre sí por medio de fibra óptica con los switch RSG2100 y que se conectará a los niveles superiores a través de la red Ethernet IEC61850 con cable eléctrico y conectores RJ-45.
- Los reguladores de tensión utilizados para el control automático de la tensión del lado de baja tensión del transformador con cambiador de tomas (OLTC) se encuentra situado en la posición del transformador del lado de alta, en el caso de este proyecto y serán integradas sus señales en el 6MD del mismo panel.
- La sincronización del sistema se realiza mediante un GPS (Global Positioning System). Este GPS se conectará a los switch RSG2100 para sincronizar la red del sistema de control y protección. Este equipo será ubicado en el armario de control de la subestación.

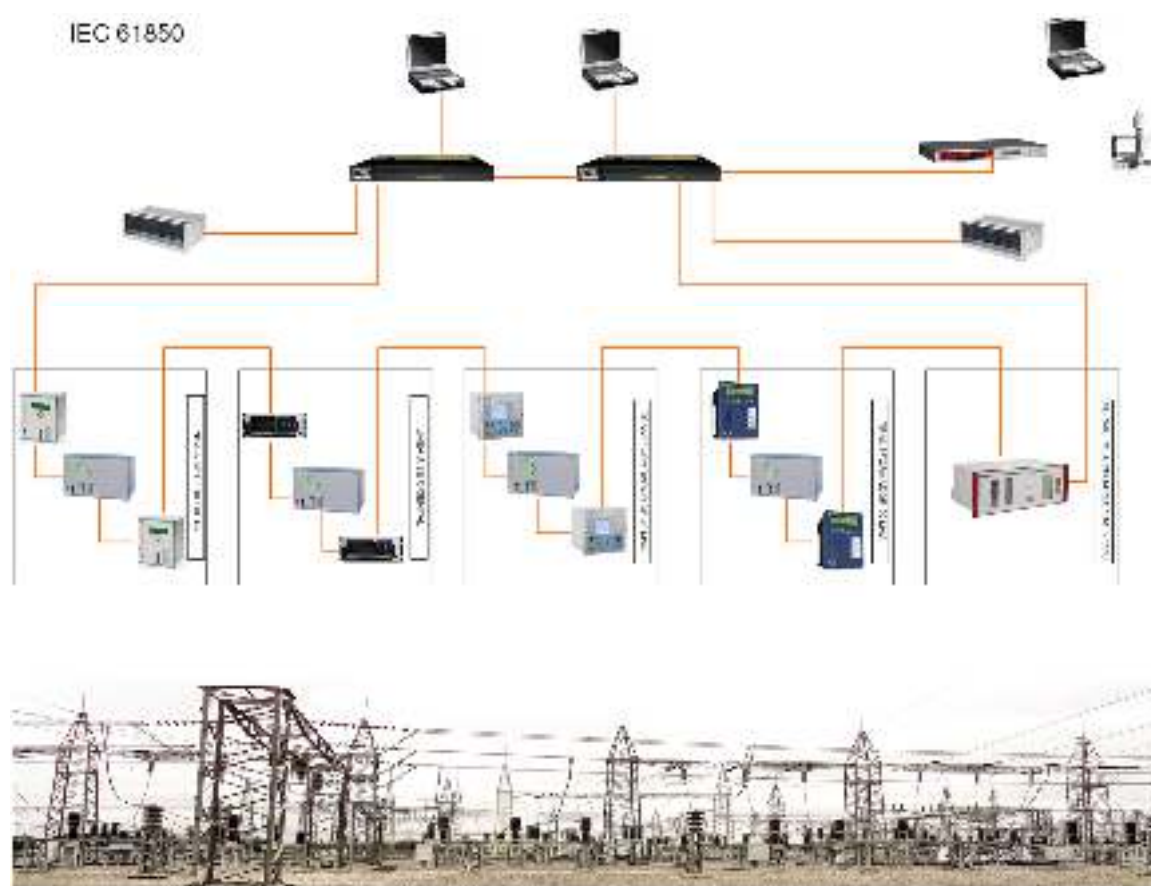
### 7.4 Arquitectura propuesta

En la imagen siguiente se muestra una opción que pone en un solo anillo a todos los IEDs del sistema de automatización, pero que tiene algunas debilidades en cuanto a las fallas si pierden más de dos puntos de comunicación en el anillo de redundancia.

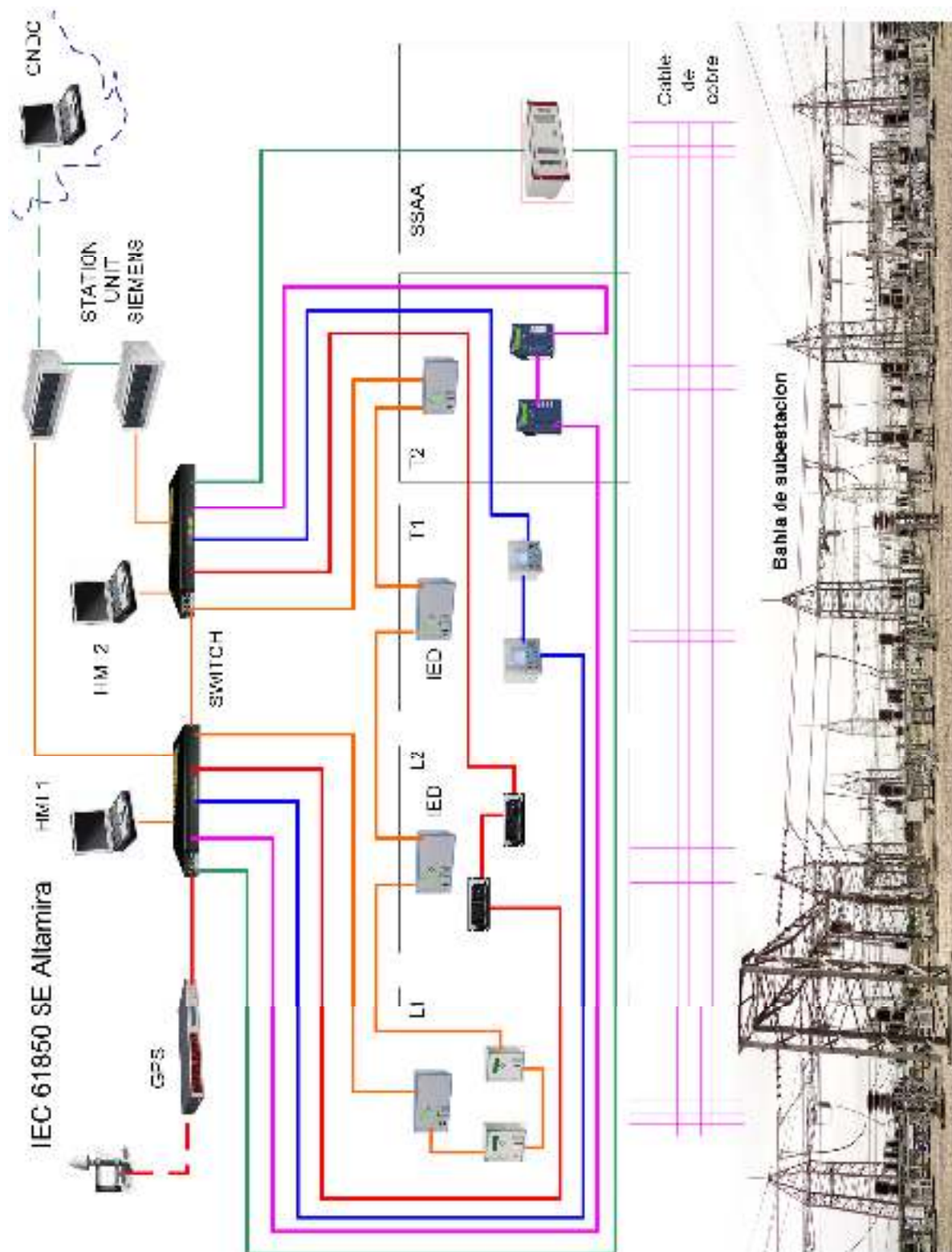


“Integración de la norma IEC 61850 en la subestación eléctrica de Altamira en Managua mediante diseño de automatización gestionada desde red LAN”

**Diagrama 6 Opción 1 de Arquitectura de comunicación para Altamira**



**Diagrama 7 Opción 2 de Arquitectura de comunicación para SE Altamira**



Esta opción muestra 4 anillos redundantes divididos por marcas debido a la recomendación de los fabricantes que dicen: “a pesar de que lo ideal sea que todos hablen el mismo idioma, en la aplicación algunas marcas están en desarrollo de sus equipos para la norma y esto podría llevar a una falla en la información o la comunicación de la misma”. Con respecto a los switch, laptop, station unit son propuestos dos unidades para garantizar la redundancia del sistema. La subestación de Altamira juega un papel importante dentro del funcionamiento del SIN (sistema interconectado de Nicaragua). La subestación forma parte del anillo central del país que mantiene el flujo de energía, esta tiene sistema de protección de disparos transferidos de otras subestaciones para proteger los flujos y sobrecargas a nivel nacional, si el sistema de automatización se viera afectado por una falta de comunicación se vería en riesgo el sistema completo del país.

Partiendo de la solución ofertada, observando las especificaciones y optimizando técnicamente su diseño, se elabora la arquitectura de comunicaciones del sistema de protección y control incluyendo:

- Centro de control o despacho de cargas del gestor de la red
- Unidad central del sistema de protección y control con su puesto de operación y/o su estación de ingeniería
- Equipos principales y complementarios con indicación de su denominación y funcionalidad
- Equipos de sincronización horaria, que son la unidad de gestión de tiempo y la antena GPS.
- Anillos, buses y enlaces de comunicaciones con indicación del medio físico, las características y tipo de conectores y protocolo utilizado.
- Denominación de los armarios del sistema de protección y control que acogen a los equipos principales y complementarios.
- Longitudes de los cables y fibras ópticas de comunicaciones, indicando si son para interior o exterior.

## 7.5 Switch Ethernet: Principios de funcionamiento

El equipo clave en una red Ethernet es el switch (conmutador). Un switch Ethernet se compone de un determinado número de puertos de comunicaciones a los que se conectan los equipos finales, en nuestro caso IED's. Los puertos de comunicaciones de un switch pueden ser tanto de cobre, usando el popular conector RJ45, como de fibra óptica, usando los nuevos conectores MT-RJ o LC, que constituyen la evolución natural de los conectores ST o SC, presentando mejores prestaciones y ocupando un menor espacio, lo cual permite disponer de switches Ethernet con una gran densidad de puertos de comunicaciones.

**Imagen 31 Tipos de conectores**



La principal función de un switch es la de conmutar las tramas Ethernet, a la mayor velocidad posible, entre los distintos puertos Ethernet que lo componen. Un switch Ethernet, al recibir una trama por uno de sus puertos, y tras comprobar la validez de la misma (para lo cual comprueba un checksum calculado por el equipo -IED- que generó la trama), decidirá a qué puerto/s debe enviar dicha trama. Esta decisión la realiza consultando su tabla interna de direcciones MAC, en la cual relaciona las direcciones MAC (control de acceso al medio) destino (que es parte de la trama Ethernet) con cada uno de sus puertos físicos.

Si esta se encuentra en la tabla de direcciones, el switch enviará la trama única y exclusivamente por el puerto al que se encuentra asociado dicha dirección, en caso contrario se enviará la trama Ethernet por todos los puertos del switch a excepción del puerto por el que se recibió la trama original, lo cual es realizado a través del protocolo ARP. 82

Si la topología de red es en configuración anillo, los mensajes podrían quedarse dando vueltas indefinidamente en la red, lo que podría saturar el ancho de banda hasta que ésta se bloquee. El mecanismo definido por la norma IEEE 802.1w RSTP (protocolo de árbol de expansión rápido) previene estos sucesos reconfigurando lógicamente la red. RSTP fundamentalmente lo que realiza es una partición lógica de los anillos de tal manera que se formen redes tipo cascada donde no haya loops de tráfico de información. Si presenta una falla, el protocolo reconfigura automáticamente la red y en el orden de milisegundos forma una nueva topología que incluye nuevamente todos los equipos de la red.

## 7.6 Ingeniería básica de control y protección

La ingeniería básica es fundamental para el desarrollo del proyecto. Partiendo de las especificaciones del cliente y del conocimiento de la instalación, se diseña el sistema de protección y control con la mayor relación prestación - precio posible. Con permanente orientación al cliente, se aplicarán las más avanzadas tecnologías y se buscará siempre soluciones técnicas innovadoras. En este acápite se estudiarán todas las fases de la ingeniería para realizar una descripción del sistema de protección y control de la subestación eléctrica de Altamira.

### 7.6.1 Lista de equipos de maniobra principales existentes

En esta fase de la ingeniería básica, ENATREL deberá aportar documentación preliminar de los equipos de maniobra y de las máquinas eléctricas de la subestación. Pero para que se definan completamente los equipos principales se han de considerar la alimentación auxiliar, los

circuitos de intensidad y tensión, las funciones de protección y control, el volumen de entradas / salidas de los IED, los puertos y protocolos de comunicaciones y los aparatos complementarios.

Las funciones de protección y control y el volumen de entradas / salidas se deducen de la documentación preliminar citada anteriormente, tras elegir la mejor solución, se elabora la lista de equipos principales teniendo siempre en cuenta las especificaciones requeridas por ENATREL.

Con la lista final de equipos propuestos se solicitará aprobación al cliente.

La empresa de transmisión eléctrica Nacional ENATREL suministró una lista de señales mapeadas actualmente en su sistema de RTU, 117 señales que deben ser integradas en IEC 61850.

## 7.6.2 Lista de equipos de maniobra principales existentes

### 7.6.2.1 Paramenta

A continuación, en la tabla se enumeran los equipos de bahía con los que cuenta la subestación eléctrica para desarrollar la propuesta para norma IEC 61850.

**Tabla 4 Lista de equipos de alta tensión.**

Dirección	No.	Nomenclatura	Descripción	Marca	Modelo
Línea a SE Oriental	1	No aplica	Transformador de potencial 100v3/138kv		
	2	ALT-L8016	Seccionador Bypass de línea		
	3	ALT-L8209	Seccionador de línea		
	4	ALT-L8207	Seccionador de tierra		
	5	ALT-L8200	Interruptor de potencia		
	6	No aplica	Transformador de corriente 400/1		
	7	ALT-L8201	Seccionador de barra		
Línea a SE Periodista	8	No aplica	Transformador de potencial 100v3/138kv		
	9	ALT-L8268	Seccionador Bypass de barra a línea		
	10	ALT-L8269	Seccionador de línea		
	11	ALT-L8267	Seccionador de tierra		
	12	ALT-L8260	Interruptor de potencia		
	13	No aplica	Transformador de corriente 400/1		
	14	ALT-L8261	Seccionador de barra		
Bahía de transformador	15	ALT-T8021	Seccionador de barra		
	16	ALT-T8027	Seccionador de tierra		
	17	ALT-T8020	Interruptor de potencia transformador		
	18	No aplica	Transformador de corriente 200/5		
	19	No aplica	Apartarrayos		
	20	No aplica	Transformador ABB 40 MVA ONAN		
	21	ALT-T3027	Seccionador de tierra de 24.9 kv Celda		
	22	No aplica	Transformador de potencial 100v3/138kv		
	23	No aplica	Transformador de corriente 2000/5		
	24	T3020	Interruptor de barra de 24.9 kv Celda		
Bahía de transformador	25	ALT-T8011	Seccionador de barra de 24.9 kv Celda		
	26	No aplica	Transformador de corriente 100/1		
	27	T8010	Interruptor de potencia transformador		
	28	No aplica	Apartarrayos		
	29	No aplica	Transformador STROMBERG 25 MVA		
	30	ALT-T3017	Seccionador de tierra de 24.9 kv Celda		
	31	No aplica	Transformador de potencial 100v3/138kv		
	32	No aplica	Transformador de corriente 1500/5		
	33	T3010	Interruptor de barra de 24.9 kv Celda		



**Tabla 5 Señales actuales en el sistema de RTU en la actualidad.**

RTU: ALTAMIRA										
Spectrum TCI										
B1	B2	B3	Elem	Info	Elem Text	MON	No. Mon.		COM	No. Cmd.
ALT	138	L8200	Int_L01	Status	Interruptor	DP	100		DC	8000
ALT	138	L8200	Sec_B01	Status	Seccionador Barra 1	DP	101		DC	8001
ALT	138	L8200	Sec_Lin	Status	Seccionador Linea	DP	102		DC	8002
ALT	138	L8200	Sec_Grd	Status	Seccionador Tierra	DP	103			
ALT	138	L8260	Int_L01	Status	Interruptor	DP	104		DC	8003
ALT	138	L8260	Sec_B01	Status	Seccionador Barra 1	DP	105		DC	8004
ALT	138	L8260	Sec_Lin	Status	Seccionador Linea	DP	106		DC	8005
ALT	138	L8260	Sec_Byp	Status	Seccionador Bypass	DP	107		DC	8006
ALT	138	L8260	Sec_Grd	Status	Seccionador Tierra	DP	108			
ALT	138	L8016	Sec_Enl	Status	Seccionador Enlace	DP	109		DC	8007
ALT	138	T8010	Int_L01	Status	Interruptor	DP	110		DC	8008
ALT	138	T8010	Sec_B01	Status	Seccionador Barra 1	DP	111		DC	8009
ALT	138	T8020	Int_L01	Status	Interruptor	DP	112		DC	8010
ALT	138	T8020	Sec_B01	Status	Seccionador Barra 1	DP	113		DC	8011
ALT	138	T8020	Sec_Grd	Status	Seccionador Tierra	DP	114			
ALT	13.8	T3010	Int_L01	Status	Interruptor	DP	115			
ALT	13.8	T3020	Int_L01	Status	Interruptor	DP	116			
ALT	138	L8200	Lin_P01	Status	Tension AC Medicion	SP	1000			
ALT	138	L8200	Lin_P02	Status	Alimentacion DC	SP	1001			
ALT	138	L8200	Lin_P03	Status	Rele Prot.Distancia	SP				
ALT	138	L8200	Lin_P04	Status	Mecanismo Interrup.	SP	1002			
ALT	138	L8200	Lin_P05	Status	Vigilan.Canal Disp.	SP				
ALT	138	L8200	Lin_P06	Status	Funcion Distancia	SP				
ALT	138	L8200	Lin_P07	Status	Recierre Bloqueado	SP	1004			
ALT	138	L8200	Lin_P08	Status	Control Subestacion	SP	1003			
ALT	138	L8200	Lin_P09	Status	Nivel SF6	SP				
ALT	138	L8200	Lin_F01	Status	Recierre Iniciado	SP				
ALT	138	L8200	Lin_F02	Status	Recierre Exitoso	SP				
ALT	138	L8200	Lin_F03	Status	Teleproteccion TX	SP				
ALT	138	L8200	Lin_F04	Status	Teleproteccion RX	SP				
ALT	138	L8200	Lin_F05	Status	Disparo General	SP	1005			
ALT	138	L8200	Lin_F06	Status	Arranque General	SP	1006			
ALT	138	L8200	Lin_F07	Status	Arranque Fase R	SP				
ALT	138	L8200	Lin_F08	Status	Arranque Fase S	SP				
ALT	138	L8200	Lin_F09	Status	Arranque Fase T	SP				
ALT	138	L8200	Lin_F10	Status	Arranque Fase Neutro	SP				
ALT	138	L8200	Lin_F11	Status	Disparo Zona 1	SP				
ALT	138	L8200	Lin_F12	Status	Disparo Zona 2	SP				
ALT	138	L8200	Lin_F13	Status	Disparo Zona 3	SP				
ALT	138	L8200	Lin_F14	Status	Escal.Prot.Direc.T4	SP				
ALT	138	L8200	Lin_F15	Status	Escal.Prot.ADirec.T5	SP				
ALT	138	L8260	Lin_P01	Status	Tension AC Medicion	SP	1007			
ALT	138	L8260	Lin_P02	Status	Alimentacion DC	SP	1008			
ALT	138	L8260	Lin_P03	Status	Rele Prot.Distancia	SP				
ALT	138	L8260	Lin_P04	Status	Mecanismo Interrup.	SP	1009			
ALT	138	L8260	Lin_P05	Status	Vigilan.Canal Disp.	SP				
ALT	138	L8260	Lin_P06	Status	Funcion Distancia	SP				
ALT	138	L8260	Lin_P07	Status	Recierre Bloqueado	SP	1011			
ALT	138	L8260	Lin_P08	Status	Control Subestacion	SP	1010			
ALT	138	L8260	Lin_P09	Status	Nivel SF6	SP				
ALT	138	L8260	Lin_F01	Status	Recierre Iniciado	SP				
ALT	138	L8260	Lin_F02	Status	Recierre Exitoso	SP				
ALT	138	L8260	Lin_F03	Status	Teleproteccion	SP				
ALT	138	L8260	Lin_F04	Status	Teleproteccion	SP				
ALT	138	L8260	Lin_F05	Status	Disparo General	SP	1012			
ALT	138	L8260	Lin_F06	Status	Arranque General	SP	1013			
ALT	138	L8260	Lin_F07	Status	Arranque Fase R	SP				



## “Integración de la norma IEC 61850 en la subestación eléctrica de Altamira en Managua mediante diseño de automatización gestionada desde red LAN”

ALT	138	L8260	Lin_F08	Status	Arranque Fase S	SP				
ALT	138	L8260	Lin_F09	Status	Arranque Fase T	SP				
ALT	138	L8260	Lin_F10	Status	Arranque Fase Neutro	SP				
ALT	138	L8260	Lin_F11	Status	Disparo Zona 1	SP				
ALT	138	L8260	Lin_F12	Status	Disparo Zona 2	SP				
ALT	138	L8260	Lin_F13	Status	Disparo Zona 3	SP				
ALT	138	L8260	Lin_F14	Status	Escal.Prot.Direc.T4	SP				
ALT	138	L8260	Lin_F15	Status	Escal.Prot.ADirec.T5	SP				
ALT	138	T8010	Trf_P01	Status	Alimentacion DC	SP	1014			
ALT	138	T8010	Trf_P02	Status	Mecanismo Interrup.	SP	1015			
ALT	138	T8010	Trf_P03	Status	Control Subestacion	SP	1016			
ALT	138	T8010	Trf_P04	Status	Nivel SF6	SP				
ALT	138	TR1	Trf_P05	Status	Rearme	SP				
ALT	138	TR1	Trf_P06	Status	Temperatura Aceite	SP				
ALT	138	TR1	Trf_P07	Status	Temperatura Devanado	SP	1017			
ALT	138	TR1	Trf_P08	Status	Buchholz Tanq.Princ.	SP				
ALT	138	TR1	Trf_P09	Status	Buchholz Cambio TAPs	SP				
ALT	138	TR1	Trf_P10	Status	Nivel de Aceite	SP				
ALT	138	TR1	Trf_P11	Status	Regulador de Voltaje	SP				
ALT	138	TR1	Trf_F01	Status	Prot.S/Corr.Fase AT	SP	1018			
ALT	138	TR1	Trf_F02	Status	Prot.S/Corr.Fase BT	SP	1019			
ALT	138	TR1	Trf_F03	Status	Prot.S/Corr. Neut.AT	SP	1050			
ALT	13.8	TR1	Trf_F04	Status	Prot.S/Corr. Neut.BT	SP	1051			
ALT	138	TR1	Trf_F05	Status	Rele Prot. Diferen.	SP	1020			
ALT	138	TR1	Trf_F06	Status	Buchholz Tanq.Princ.	SP	1021			
ALT	138	TR1	Trf_F07	Status	Buchholz Cambio TAPs	SP				
ALT	138	TR1	Trf_F08	Status	Temperatura Aceite	SP				
ALT	138	T8020	Trf_P01	Status	Alimentacion DC	SP	1022			
ALT	138	T8020	Trf_P02	Status	Mecanismo Interrup.	SP	1023			
ALT	138	T8020	Trf_P03	Status	Control Subestacion	SP	1024			
ALT	138	T8020	Trf_P04	Status	Nivel SF6	SP				
ALT	138	TR2	Trf_P05	Status	Rearme	SP				
ALT	138	TR2	Trf_P06	Status	Temperatura Aceite	SP				
ALT	138	TR2	Trf_P07	Status	Temperatura Devanado	SP	1025			
ALT	138	TR2	Trf_P08	Status	Buchholz Tanq.Princ.	SP				
ALT	138	TR2	Trf_P09	Status	Buchholz Cambio TAPs	SP				
ALT	138	TR2	Trf_P10	Status	Nivel de Aceite	SP				
ALT	138	TR2	Trf_P11	Status	Regulador de Voltaje	SP				
ALT	138	TR2	Trf_F01	Status	Prot.S/Corr.Fase AT	SP	1026			
ALT	138	TR2	Trf_F02	Status	Prot.S/Corr.Fase BT	SP	1027			
ALT	138	TR2	Trf_F03	Status	Prot.S/Corr. Neut.AT	SP	1052			
ALT	13.8	TR2	Trf_F04	Status	Prot.S/Corr. Neut.BT	SP	1053			
ALT	138	TR2	Trf_F05	Status	Rele Prot. Diferen.	SP	1028			
ALT	138	TR2	Trf_F06	Status	Buchholz Tanq.Princ.	SP	1029			
ALT	-null-	-null-	Com_P01	Status	Sistema de Comunic.	SP	1030			
ALT	-null-	-null-	Est_P01	Status	Servicio Propio	SP	1031			
ALT	-null-	-null-	Est_P02	Status	Cargador Sist. 48Vdc	SP	1032			
ALT	-null-	-null-	Est_P03	Status	Cargador Sist.125Vdc	SP	1033			
ALT	-null-	-null-	Est_F01	Status	Esq. de Baja Frec.	SP	1034			
ALT	-null-	-null-	Est_F01	Status	Esq. de Baja Frec.	SP	1049			
ALT	13.8	L3040	Lin_F16	Status	Disp.Tansferido Recibido	SP	1048			
ALT	138	L8200	P	MmMoment	Potencia Activa	MN	5001	153		
ALT	138	L8200	Q	MmMoment	Potencia Reactiva	MN	5002	312		
ALT	138	L8260	P	MmMoment	Potencia Activa	MN	5003	313		
ALT	138	L8260	Q	MmMoment	Potencia Reactiva	MN	5004	312		
ALT	138	T8010	P	MmMoment	Potencia Activa	MN	5005	N		
ALT	138	T8010	Q	MmMoment	Potencia Reactiva	MN	5006	312		
ALT	138	T8020	P	MmMoment	Potencia Activa	MN	5007	N		
ALT	138	T8020	Q	MmMoment	Potencia Reactiva	MN	5008	312		

	138	B1	V	MMoment	Voltaje AT	MN	5009	313		
ALT	13.8	B1	V	MMoment	Voltaje BT	MN	5010	N		
ALT	13.8	B2	V	MMoment	Voltaje BT	MN	5011	N		
<b>Notes:</b>										
DC = Digital Command										
DP = Double Point (Double Pole)										
SP = Single Point (Single Pole)										
MN = Measurement										

Estas señales son las requeridas por el despacho Nacional y programadas en RTU por personal de ENATREL, pero las señales necesarias para cubrir el monitoreo a través de HMI en IEC 61850 con muchas más debido a que el operador de subestaciones eléctricas debe tener hasta el último detalle de lo que ocurre en la misma, por ejemplo, entre estas señales no se encuentran los disparos de Servicios auxiliares circuitos de control, rectificador luces de emergencia y otros.

Todos estos datos deben ser suministrados por ENATREL.

## 7.6.2.2 Disposición de los armarios

Para que puedan cumplir su funcionalidad, todos los equipos que integran el sistema de protección y control tienen que ser montados y cableados en armarios. Ya en planta, estos armarios serán interconectados entre sí y con los demás sistemas de la instalación.

Los armarios presentan diferentes características constructivas dependiendo de su aplicación:

- En los paneles se montan los equipos en el frontal y se accede al cableado por la parte trasera.
- Los cuadros de servicios auxiliares pueden ser compartimentados y con módulos extraíbles.
- En los armarios con bastidor giratorio la puerta frontal es transparente y al abatir el bastidor en el que van montados los equipos se accede al cableado.

Los armarios existentes que presten las condiciones mencionadas están incluidos para ser reutilizados con los equipos nuevos.

Es necesario llevar a cabo determinadas pautas para alcanzar la disposición de armarios adecuada, en primer lugar, se debe hacer un estudio de los planos que de la planta que son facilitados por el cliente, teniendo en cuenta:

- Instalaciones de maniobra: celdas de MT, GIS o parque de intemperie. Maquinas eléctricas: transformadores, transformadores de SSAA, condensadores reactancias, reactancias de puesta a tierra...
- Disposición de los edificios: edificio central, casas intermedias y casetas auxiliares.
- Galerías, canales y conductos de cables.
- Localización de los servicios auxiliares.

Por último, se realizará la distribución de los equipos principales y de los equipos complementarios en los frentes de los armarios, con los siguientes criterios generales:

- Los equipos con funciones de control deben ocupar el espacio preferente por visibilidad y accesibilidad.
- Las protecciones principales y secundarias ocuparán, por este orden los siguientes mejores lugares.
- Se reservará una posición adecuada para los selectores, conmutadores, pulsadores y lámparas de señalización.
- Los equipos complementarios se colocan habitualmente debajo de los principales.
- Se evita ocupar la zona inferior.

## 7.6.2.3 Diagramas unifilares detallados

Tomando como punto de partida los unifilares actualizados en la revisión de la oferta y profundizando de acuerdo con las especificaciones en el diseño de los sistemas de protección y control se elaborarán los diagramas unifilares detallados, que deben incluir:

- Denominación y características de la aparamenta y de las máquinas eléctricas.
- Denominación y características de los transformadores de medida, de intensidad y tensión.
- Denominación y funciones activas de los equipos de protección y control.
- Circuitos de intensidad y tensión, los elementos de prueba y los magnetotérmicos de protección.
- Relés auxiliares relevantes, como pueden ser de disparo, de supervisión de los circuitos de disparo o de bloqueo.
- Convertidores y aparatos de medida.
- Elementos relevantes de mando y señalización como selectores, conmutadores, pulsadores y lámparas.
- Equipos de tele protección, tele disparo, tele señalización y telemedida con su denominación, funciones y características.
- Red de comunicaciones del sistema de protección y control, incluyendo los equipos principales y de respaldo, de sincronización horaria, anillos, buses y enlaces de comunicación indicando el medio físico, tipo de conductores y protocolo usado.

La actuación de los equipos de control, protecciones y relés auxiliares sobre la paramenta, máquinas eléctricas y otros sistemas quedará reflejada de forma simplificada en los diagramas unifilares detallados.

Como documento fundamental de la ingeniería del sistema de protección y control, los diagramas unifilares detallados deben ser comentados por el cliente y actualizados hasta conseguir su aprobación.

#### 7.6.2.4 Criterios funcionales del sistema de protección

En esta etapa de la ingeniería básica se diseña el sistema de protección estableciendo sus criterios funcionales. A partir de este diseño se realizarán los esquemas desarrollados y se configurarán y ajustarán los equipos de protección.

La ingeniería básica del sistema de protecciones se plasma en los siguientes documentos:

- Criterios funcionales del sistema de protección. Consiste en una explicación de los esquemas de protección diseñados, indicando las funciones de protección seleccionadas con su alcance, actuación e interacciones con otros equipos de protección.
- Diagramas unifilares detallados. En ellos se indican los circuitos de medida de intensidad y tensión, las funciones de protección y sus actuaciones más relevantes sobre los interruptores, otras protecciones y relés de disparo.
- Diagrama de actuación de protecciones. Son diagramas matriciales que representan la actuación completa de las funciones de protección sobre los interruptores, otras protecciones y relés de disparo sirviendo como base para la elaboración de los esquemas desarrollados.
- Diagramas de lógica de protecciones. Son diagramas lógicos básicos relacionados con las funciones de protección que representan la lógica que ha de implementarse en la configuración de los equipos de protección en forma de CFC's (Continuous Function Chart).
- Lista de señales. Las funciones de protección captan las magnitudes eléctricas mediante sus entradas de medida (M) e interactúan con los interruptores, otras protecciones y relés de disparo mediante sus entradas y

salidas binarias (BI y BO). Si el protocolo de comunicaciones utilizado por el sistema de protección y control es el IEC61850, las protecciones y los equipos de control pueden intercambiar entre sí mensajes GOOSE que aportan un intercambio de información que se representa mediante entradas y salidas comunicadas (CI y CO). Por último, las protecciones ponen a disposición de la unidad central del sistema, la información de protección (P).

Es necesario que se tengan en cuenta todas las funcionalidades que influyan en los diagramas de actuación, lógica de protecciones y lista de señales para el diseño del sistema de protecciones se comprobará en todo momento que el diseño del sistema de protección se ajusta a las especificaciones y a los criterios del cliente, que revisará los diagramas de actuación y la lógica de protecciones. Se debe aclarar en este punto que todas estas aclaraciones del sistema de automatización se finiquitarán en el comisionamiento con los ingenieros de campo para la puesta en servicio de la subestación.

## 7.6.2.5 Criterios funcionales del sistema de control

El desarrollo de las funciones de medida, mando y monitorización realizadas por el sistema de control requiere el estudio del equipamiento de la instalación eléctrica. Por tanto en esta fase de la ingeniería básica, ENATREL aportará la documentación definitiva de los armarios interconectados con el sistema de protección y control, se consideran los siguientes:

- Instalaciones de maniobra de MT, AT: celdas de MT, Equipos de AT, cajas de formación de intensidades y tensiones, interruptores y seccionadores.
- Máquinas eléctricas: transformadores, reactancias de puesta a tierra, reactores, condensadores, generadores, motores, transformadores, transformadores de servicios auxiliares y grupos electrógenos.
- Cuadros de servicios auxiliares: en corriente continua y alterna.

- Otros sistemas o equipamientos: contadores, sincronización, regulación, tele protección, disparos transferidos enviados y recibidos, comunicaciones y contra incendios.

Adaptándose totalmente a la instalación eléctrica, se diseñan los circuitos de medida, mando y monitorización del sistema de control. A partir de este diseño se realizan los esquemas desarrollados y se configuran los equipos de control.

La ingeniería básica del sistema de control se expone en los siguientes documentos:

- Criterios funcionales del sistema de control. Consiste en una recopilación de las soluciones adoptadas para el control del equipamiento de la subestación eléctrica. Se estudiarán los circuitos de mando local y remoto de los equipos a controlar, así como el acoplamiento adecuado con otros sistemas. Es necesario que el diseño de control de algunos equipos críticos como interruptores, seccionadores, refrigeración y cambiador de tomas del transformador entre otros se lleve a cabo en colaboración con ENATREL.
- Diagramas unifilares detallados.
- Diagrama de niveles de mando. Son diagramas matriciales que indican el tipo de señalización y de control disponible en cada punto de operación de interruptores, seccionadores y otros equipos a controlar, sirviendo de base para la elaboración de los esquemas desarrollados y la parametrización del sistema de control.

Los puntos de operación se ordenan de mayor a menor autoridad, quedando establecidos los niveles de mando.

- Diagramas de lógica de control o tablas de enclavamientos. En toda instalación de maniobra, el mando de interruptores y seccionadores está condicionado por sus propias características de operación y por el modo de operación de la subestación, siendo necesarios unos enclavamientos que

garanticen el cumplimiento de estas condiciones de operación. Los enclavamientos deben ser implementados total o parcialmente en el sistema de control.

El diseño de enclavamientos comienza con el estudio de los diagramas unifilares, las especificaciones del cliente, las características de operación de interruptores y seccionadores y el modo de operación de la subestación.

El resultado del estudio de los enclavamientos se plasma en los diagramas de lógica de control o en las tablas de enclavamientos, sirviendo de base para la elaboración de los esquemas desarrollados y las lógicas que se programan en los equipos de control.

- Lista de señales. En los equipos de control se reúnen las funciones de medida, mando, monitorización y registro. Eventualmente se incorporan otras funciones de control o protección como: verificación de sincronismo o protección de fallo de interruptor entre otras.

Una gran parte de las entradas binarias de los equipos de control se dedican a funciones de monitorización mientras que algunas salidas binarias se destinan a actuar sobre otros sistemas.

- Diseño de las pantallas de operación. Dado que son las pantallas de operación del sistema de control las que van a permitir al operador observar y manejar la instalación, en su diseño se tendrán en cuenta las especificaciones y normas del cliente final para la presentación del unifilar, la simbología asociada a los elementos de maniobra y organización y estructuración de las ventanas de diálogo, lista de eventos y alarmas.

Se preparará un modelo de las pantallas de operación que, una vez aprobado por el cliente, servirá de base para la parametrización de la unidad central del sistema de control.



El avance en el diseño del sistema de protección y control puede requerir una actualización de su arquitectura cuya revisión deberá ser aprobada por el cliente.

Se comprobará en todo momento que el diseño del sistema de control se ajusta a las especificaciones y a los criterios del cliente que revisará los diagramas de niveles de mando y los diagramas de lógica de control o tablas de enclavamientos.

## 7.6.2.6 Diseño de los Circuitos

Dentro de la ingeniería básica, el diseño preliminar de circuitos clave facilita el estudio y comparación de diferentes soluciones y ahorra tiempo en la elaboración de los esquemas desarrollados. Algunos de estos circuitos claves son los de medida de intensidad y tensión, de alimentación auxiliar en corriente continua y alterna, los circuitos de mando de interruptor, seccionadores, cambiadores de tomas y sistemas de refrigeración y los circuitos de disparo de primera y segunda bobina.

Pero, para esta subestación ya en servicio se debe tener en cuenta las posiciones físicas de cada componente para tomar la mejor decisión en el diseño de automatización con IEC 61850.

## 7.6.2.7 Diseño de las interconexiones

Para este acápite se deben tomar siempre estas consideraciones aun este la subestación ya construida para tomar la mejor de la opción en la integración de IEDs nuevos y modificaciones del sistema necesarios para la automatización.

Completado el diseño de los circuitos y asegurada su interoperabilidad, el planteamiento de las interconexiones clave, dentro de la ingeniería básica, aporta las siguientes ventajas:

- Optimiza el tendido de cables buscando las mejores rutas y facilitando los trabajos de cableado entre armarios.
- Proporciona la información necesaria para completar los esquemas desarrollados y elaborar las listas de cableado.
- Genera una lista preliminar de cables en las que se indican sus características y se estiman los metros necesarios.
- Sirve de documentación base para la realización de los cálculos de las secciones de los conductores.

La planificación de las interconexiones requiere el estudio de los planos de disposición en planta de la instalación, facilitados por el cliente, teniendo en cuenta:

- Ubicación de todos los armarios, propios y ajenos, relacionados con el sistema de protección y control.
- Galerías, canales y conductos de cables.
- Localización de los servicios auxiliares.

Los diagramas de interconexión indican de forma simplificada la ruta entre armarios a seguir por los cables pertenecientes a un mismo circuito, se agrupan por los circuitos a los que pertenecen como alimentación auxiliar de CC y CA o tensiones de medidas de barras.

De acuerdo con las especificaciones y los criterios del cliente, se definen las características de los cables que se utilizarán en la interconexión de todos los armarios propios, relacionados con el sistema de protección y control, considerando sus propiedades, tipo, número de conductores, sección y se estiman los metros necesarios de cada referencia para el cableado completo del sistema.

## 7.6.2.8 Enclavamientos

En las subestaciones transformadoras, son los equipos de maniobra los que permiten junto con la configuración del sistema eléctrico, la distribución del flujo de energía de forma óptima, tanto desde el punto de vista de la seguridad del servicio, como de la minimización de pérdidas. También, mediante la maniobra de una serie de equipos se es capaz de poner una parte de la instalación en servicio o separarla, ya sea porque se ha producido una falta en esa zona o para realizar operaciones de mantenimiento. La realización de esta serie de maniobras se denominan enclavamientos, y sus condiciones se ven afectadas por las características de operación de los equipos y la filosofía de operación de la subestación. Los enclavamientos se implementan total o parcialmente en el sistema de protección y control, además influyen en el volumen de entradas y salidas binarias necesarias en los equipos, el desarrollo de lógicas digitales y la necesidad de relés auxiliares.

Es necesario conocer las características básicas de operación de los equipos de maniobra para poder implementar correctamente el sistema de enclavamientos, los equipos más utilizados son seccionadores que sólo pueden maniobrar sin carga, los interruptores que maniobran en carga y además pueden cortar la máxima corriente de falta (intensidad de cortocircuito) y los seccionadores en carga que pueden maniobrar con la intensidad nominal, pero no disparar en caso de falta. El análisis de enclavamientos se estructura como se expone a continuación.

### ***Enclavamientos de interruptor***

En este tipo de enclavamientos se agrupan todos aquellos en los que está implicado el interruptor ya sea porque es el equipo maniobrado o porque su estado condiciona la maniobra de los seccionadores. Estos enclavamientos garantizan que el interruptor es el único equipo que maniobra en carga.

El enunciado general de los enclavamientos de interruptor es el siguiente:

- Para cerrar el interruptor deben estar cerrados los seccionadores de servicio.
- Para maniobrar cualquier seccionador de servicio el interruptor debe estar abierto.

Los seccionadores de servicio son aquellos cuya apertura permite aislar el interruptor para realizar con seguridad los trabajos de mantenimiento y reparación.

### ***Enclavamientos de seccionador***

Son aquellos que condicionan el cierre de los seccionadores de servicio según la posición de los seccionadores de puesta a tierra y a la inversa. Estos enclavamientos garantizan la realización de trabajos de mantenimiento, reparación o ampliación con total seguridad, se consigue aislando la parte de la instalación eléctrica donde se va a trabajar de la que sigue en servicio, con los seccionadores de servicio y poniéndola debidamente a tierra, mediante los seccionadores de puesta a tierra. La maniobra de los seccionadores es diferente para pasar de servicio a mantenimiento, en la que hay que abrir primero los seccionadores de servicio y luego cerrar los de puesta a tierra, y de mantenimiento a servicio, en este caso primero se abren los seccionadores de puesta a tierra y luego se cierran los de servicio, la confusión en el orden de los pasos a seguir conllevaría una falta de cortocircuito.

Con el fin de garantizar que el orden en las maniobras es el correcto, el enunciado general de los enclavamientos de seccionadores es el siguiente:

- Para cerrar un seccionador de puesta a tierra es necesario que todos los seccionadores de servicio de la parte de la instalación que se va a poner a tierra estén abiertos.

- Para cerrar un seccionador de servicio es necesario que todos los interruptores de puesta a tierra de la parte de la instalación que va a volver a ponerse en servicio estén abiertos.

Dependiendo de la parte de la instalación eléctrica considerada los seccionadores afectados pueden estar ubicados en:

- Dos subestaciones distintas: línea aérea o cable subterráneo.
- En diferentes niveles de tensión: transformadores.
- En diversas posiciones: barras.

Para realizar estas maniobras en una subestación debe existir un procedimiento previamente revisado y autorizado por el despacho nacional de carga CNDC.

### ***Enclavamientos de operación***

Este tipo de enclavamientos aseguran el cumplimiento de las condiciones de maniobra que son consecuencia de la filosofía de operación de la subestación. Por lo que no se puede decir que tengan unos enunciados generales, si no que responden a las especificaciones del usuario de la instalación.

Por la técnica aplicada, los enclavamientos pueden ser de tres tipos:

- Mecánicos: Se consiguen mediante piezas metálicas o llaves y son montados por el fabricante del equipamiento de la instalación de maniobra. Se aplica en el nivel de mando local.
- Eléctricos: Se consiguen mediante circuitos eléctricos en los que intervienen relés y contactos auxiliares de los interruptores y seccionadores. Se aplica en los niveles de mando local y de posición.
- Digitales: Se obtienen por programación de lógica correspondiente en los equipos numéricos o en la unidad central del sistema de control. Se aplica

en los niveles de mando de posición, puesto de operación y despacho de carga.

### 7.6.2.9 Lista de señales

La lista de señales es una recopilación ordenada de todas las informaciones procesadas por el sistema de protección y control. En ella se establece el origen y el destino de cada información como base para la configuración de equipos y permitiendo el análisis del flujo de información.

El manejo de estas informaciones en formato de lista aporta una visión general y estructurada del sistema y garantiza el volumen de información necesario. La revisión definitiva de la lista de señales aprobada por el cliente constituye el documento básico tanto para la elaboración de los esquemas desarrollados de los armarios como para la configuración de los equipos del sistema de protección y control garantizándose así su correspondencia. En función de los equipos que integran el sistema, la lista de señales se estructura por nivel de tensión, posiciones, equipos de control y protección.

Existen flujos de información clave, que son:

- La información generada por la paramenta de la instalación y el equipamiento de las máquinas eléctricas es captada por los equipos de control, enviada a la unidad central de control y presentada en las pantallas del puesto de operación.
- La información generada por las funciones de protección y control es enviada a la unidad central de control y presentada en las pantallas del puesto de operación.
- De toda la información procesada por la unidad central de control, el volumen seleccionado es enviado al despacho.
- Los comandos generados en el despacho o en el puesto de operación son ejecutados por los equipos de control sobre la paramenta de la instalación y el equipamiento de las maquinas eléctricas.

Dada que la información presentada en las pantallas del puesto de operación se estructura en diferentes listados que son eventos, alarmas, arranques y disparos, en la lista de señales se indica el listado al que pertenece cada información. Las informaciones relevantes procesadas por los equipos de protección y control serán asignadas a los LED's indicados en la lista de señales. Como documento fundamental de la ingeniería del sistema de protección y control la lista de señales debe quedar actualizada con la incorporación de las modificaciones surgidas durante la elaboración de los esquemas desarrollados y la configuración de los equipos.

**Tabla 6 Lista de señales requeridas por el CNDC**

Spectrum TCI												CNDC - IC3	Subestacion
B1	B2	B3	Elem	Info	Elem Text	MON	No. Mon	Cmd	No. Cmd	IEC-101	HMI		
TRB	138	L8020	Int_L01	Status	Interruptor	DP	100	DC	8000	✓	✓		
TRB	138	L8020	Sec_B01	Status	Seccionador Barra 1	DP	101	DC	8001	✓	✓		
TRB	138	L8020	Sec_Lin	Status	Seccionador Linea	DP	102	DC	8002	✓	✓		
TRB	138	L8020	Sec_By	Status	Seccionador Bypass	DP	103	DC	8003	✓	✓		
TRB	138	L8020	Sec_Grd	Status	Seccionador Tierra	DP	104			✓	✓		
TRB	138	L8560	Int_L01	Status	Interruptor	DP	105	DC	8004	✓	✓		
TRB	138	L8560	Sec_B01	Status	Seccionador Barra 1	DP	106	DC	8005	✓	✓		
TRB	138	L8560	Sec_Lin	Status	Seccionador Linea	DP	107	DC	8006	✓	✓		
TRB	138	L8560	Sec_By	Status	Seccionador Bypass	DP	108	DC	8007	✓	✓		
TRB	138	L8560	Sec_Grd	Status	Seccionador Tierra	DP	109			✓	✓		
TRB	138	T8010	Int_L01	Status	Interruptor	DP	110	DC	8008	✓	✓		
TRB	138	T8010	Sec_B01	Status	Seccionador Barra 1	DP	111	DC	8009	✓	✓		
TRB	24.9	T4010	Int_L01	Status	Interruptor	DP	112	DC	8010	✓	✓		
TRB	24.9	L4010	Int_L01	Status	Interruptor	DP	113			✓	✓		
TRB	24.9	L4020	Int_L01	Status	Interruptor	DP	114			✓	✓		
TRB	24.9	L4030	Int_L01	Status	Interruptor	DP	115			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_P01	Status	Tension AC Medicion	SP	1000			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_P02	Status	Alimentacion DC	SP	1001			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_P03	Status	Rele Prot. Distancia 21R	SP	1002			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_P04	Status	Mecanismo Interrup.	SP	1003			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_P05	Status	Vigilan.Canál Disp. 21R	SP	1004			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_P06	Status	Funcion Distancia 21R	SP	1005			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_P07	Status	Control Subestacion	SP	1006			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_P08	Status	Recierre Bloqueado	SP	1007			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_P09	Status	Nivel SF6	SP	1008			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_F01	Status	Recierre Iniciado 21R	SP	1009			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_F02	Status	Recierre Exitoso 21R	SP	1010			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_F03	Status	Opero Protecc. 67 R	SP	1011			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_F04	Status	Teleproteccion Rx 21R	SP	1012			N/A	N/A		
TRB	138	L8020	Lin_F05	Status	Disparo General 21R	SP	1013			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_F06	Status	Arranque General 21R	SP	1014			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_F07	Status	Arranque Fase R 21R	SP	1015			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_F08	Status	Arranque Fase S 21R	SP	1016			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_F09	Status	Arranque Fase T 21R	SP	1017			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_F10	Status	Arranque Fase Neutro 21R	SP	1018			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_F11	Status	Disparo Zona 1 21R	SP	1019			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_F12	Status	Disparo Zona 2 21R	SP	1020			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_F13	Status	Disparo Zona 3 21R	SP	1021			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_F14	Status	Opero Prot. 50BF	SP	1022			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_F15	Status	Opero Prot. 87L	SP	1023			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_F16	Status	Recierre E 87L	SP	1024			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_F17	Status	Bloqueo Prot. 87L	SP	1025			N/A	N/A		
TRB	138	L8020	Lin_F18	Status	Opero Protecc. 67	SP	1026			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_F19	Status	Opero Protecc. 21R	SP	1027			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_P10	Status	Rearme 86L	SP	1028			N/A	N/A		
TRB	138	L8020	Lin_F20	Status	Protec. 87L Disparo General	SP	1029			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_F21	Status	Protec. 87L Inicio General	SP	1030			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_F22	Status	Protec. 87L Disparo Fase R	SP	1031			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_F23	Status	Protec. 87L Disparo Fase S	SP	1032			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_F24	Status	Protec. 87L Disparo Fase T	SP	1033			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_F25	Status	Protec. 87L Disparo Fase N	SP	1034			✓	✓		
TRB	138	L8020	Lin_P12	Status	Protec. 87L Falla Canal de Comunic.	SP	1035			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_P01	Status	Tension AC Medicion	SP	1036			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_P02	Status	Alimentacion DC	SP	1037			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_P04	Status	Rele Prot. Distancia 21R	SP	1038			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_P05	Status	Mecanismo Interrup.	SP	1039			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_P06	Status	Vigilan.Canál Disp. 21R	SP	1040			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_P07	Status	Funcion Distancia 21R	SP	1041			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_P08	Status	Control Subestacion	SP	1042			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_P09	Status	Recierre Bloqueado	SP	1043			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_F01	Status	Nivel SF6	SP	1044			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_F02	Status	Recierre Iniciado 21R	SP	1045			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_F03	Status	Recierre Exitoso 21R	SP	1046			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_F04	Status	Opero Prot. 67	SP	1047			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_F05	Status	Teleproteccion Rx 21R	SP	1048			N/A	N/A		
TRB	138	L8560	Lin_F06	Status	Disparo General 21R	SP	1049			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_F07	Status	Arranque General 21R	SP	1050			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_F08	Status	Arranque Fase R 21R	SP	1051			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_F09	Status	Arranque Fase S 21R	SP	1052			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_F10	Status	Arranque Fase T 21R	SP	1053			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_F11	Status	Arranque Fase Neutro 21R	SP	1054			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_F12	Status	Disparo Zona 1 21R	SP	1055			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_F13	Status	Disparo Zona 2 21R	SP	1056			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_F14	Status	Disparo Zona 3 21R	SP	1057			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_F15	Status	Opero Prot. 50BF	SP	1058			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_F16	Status	Opero Prot. 67	SP	1059			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_F17	Status	Opero Prot. 87L	SP	1060			✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_F18	Status	Recierre Exitoso 87L	SP	1061			✓	✓		



## “Integración de la norma IEC 61850 en la subestación eléctrica de Altamira en Managua mediante diseño de automatización gestionada desde red LAN”

TRB	138	L8560	Lin_F19	Status	Bloqueo Prot. 87L	SP	1062				N/A	N/A		
TRB	138	L8560	Lin_F20	Status	Opero Protec. 21R	SP	1063				✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_P10	Status	Rearme 86L	SP	1064				N/A	N/A		
TRB	138	L8560	Lin_F20	Status	Protec. 87L Disparo General	SP	1065				✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_F21	Status	Protec. 87L Inicio General	SP	1066				✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_F22	Status	Protec. 87L Disparo Fase R	SP	1067				✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_F23	Status	Protec. 87L Disparo Fase S	SP	1068				✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_F24	Status	Protec. 87L Disparo Fase T	SP	1069				✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_F25	Status	Protec. 87L Disparo Fase N	SP	1070				✓	✓		
TRB	138	L8560	Lin_P11	Status	Protec. 87L Falla Canal de Comunic.	SP	1071				✓	✓		
TRB	138	T8010	Trf_P01	Status	Alimentacion DC	SP	1072				✓	✓		
TRB	138	T8010	Trf_P02	Status	Mecanismo Interrup.	SP	1073				✓	✓		
TRB	138	T8010	Trf_P03	Status	Control Subestacion	SP	1074				✓	✓		
TRB	138	T8010	Trf_P04	Status	Nivel SF6	SP	1075				✓	✓		
TRB	138	T8010	Trf_P05	Status	Rearme BF	SP	1076				✓	✓		
TRB	138	T8010	Trf_P06	Status	Alarma Temperatura Aceite	SP	1077				✓	✓		
TRB	138	T8010	Trf_P07	Status	Alarma Temperatura Devanado	SP	1078				✓	✓		
TRB	138	T8010	Trf_P08	Status	Alarma Buchholz Tanq.Princ.	SP	1079				✓	✓		
TRB	138	T8010	Trf_F05	Status	Disparo Proteccion Diferencial	SP	1080				✓	✓		
TRB	138	T8010	Trf_P10	Status	Alarma Nivel de Aceite	SP	1081				✓	✓		
TRB	138	T8010	Trf_P11	Status	Regulador de Voltaje	SP	1082				✓	✓		
TRB	138	T8010	Trf_P12	Status	Rearme 86T	SP	1083				✓	✓		
TRB	138	T8010	Trf_F01	Status	Prot.S/Corr.Fase AT	SP	1084				✓	✓		
TRB	13.8	T4010	Trf_F02	Status	Prot.S/Corr.Fase BT	SP	1085				✓	✓		
TRB	138	T8010	Trf_F03	Status	Prot.S/Corr. Neut.AT	SP	1086				✓	✓		
TRB	13.8	T4010	Trf_F04	Status	Prot.S/Corr. Neut.BT	SP	1087				✓	✓		
TRB	138	T8010	Trf_P16	Status	Rele Prot. Diferencial estado	SP	1088				✓	✓		
TRB	138	T8010	Trf_F06	Status	Disp. Buchholz Tanq.Princ.	SP	1089				✓	✓		
TRB	138	T8010	Trf_F07	Status	Disp. Buchholz Cambio TAPs	SP	1090				✓	✓		
TRB	138	T8010	Trf_F08	Status	Disp. Temperatura Aceite	SP	1091				✓	✓		
TRB	24.9	T4010	Trf_P01	Status	Alimentacion DC	SP	1092				✓	✓		
TRB	24.9	T4010	Trf_P013	Status	Mecanismo Interrup.	SP	1093				✓	✓		
TRB	24.9	T4010	Trf_P014	Status	Control Subestacion	SP	1094				✓	✓		
TRB	-null-	-null-	Est_P01	Status	Servicio Propio	SP	1095				✓	✓		
TRB	-null-	-null-	Est_P02	Status	Cargador Sist. 48Vdc	SP	1096				N/A	N/A		
TRB	-null-	-null-	Est_P03	Status	Cargador Sist.125Vdc	SP	1097				✓	✓		
TRB	-null-	-null-	Est_F01	Status	Esq. de Baja Frec.	SP	1098				N/A	N/A		
TRB	138	L8020	P	MMoment	Potencia Activa	MN	5000				✓	✓	-150...0...150	MW
TRB	138	L8020	Q	MMoment	Potencia Reactiva	MN	5001				✓	✓	-75...0...75	MVARS
TRB	138	L8560	P	MMoment	Potencia Activa	MN	5002				✓	✓	-150...0...150	MW
TRB	138	L8560	Q	MMoment	Potencia Reactiva	MN	5003				✓	✓	-75...0...75	MVARS
TRB	138	T8010	P	MMoment	Potencia Activa	MN	5004						-25...0...25	MW
TRB	138	T8010	Q	MMoment	Potencia Reactiva	MN	5005						-15...0...15	MVARS
TRB	138	B1	V	MMoment	Voltaje AT	MN	5006						0...160	KV
TRB	24.9	B1	V	MMoment	Voltaje BT	MN	5007				✓	✓	0...30	KV
TRB	138	L8020	KM	MMoment	Distancia de la Falla	MN	5008				✓	✓	0...150	KM
TRB	138	L8560	KM	MMoment	Distancia de la Falla	MN	5009				✓	✓	0...150	KM
TRB	24.9	T4010	KV	MMoment	Posicion Cambio de Tap's	MN	5010						1...17	Posiciones
TRB	138	L8020	KV	MMoment	Voltaje AT	MN	5011				✓	✓	0...160	KV
TRB	138	L8560	KV	MMoment	Voltaje AT	MN	5012				✓	✓	0...160	KV
<b>Notes:</b>														
DC = Digital Command														
DP = Double Point (Double Pole)														
SP = Single Point (Single Pole)														
MN = Measurement														

## 7.7 Equipos principales del sistema automatizado, esquemas de Control y Protección en IEC 61850

Uno de los primeros pasos de la ingeniería del sistema de protección y control es la elaboración de la lista de equipos, ya que es necesario saber los equipos que hay instalados en la subestación y las funciones que tienen. La disposición de estos equipos en los armarios de protección y control también es necesaria a la hora del diseño de interconexiones o al elaborar la lista de material auxiliar.

## 7.7.1 Descripción general de los equipos

### I. Equipo Diferencial de Línea – SIEMENS SIPROTEC 7SD522

El relé 7SD5 es una protección multifuncional que combina protección diferencial, de distancia y funciones de control. Está diseñado para todos los niveles de tensión y potencia, para sistemas alimentados por uno o los dos extremos y con el neutro aislado, puesto a tierra o compensado. Las funciones de control implementadas, permiten al usuario realizar las tareas de control de unidades de conmutación mediante: el teclado. La protección dispone de un interfaz de servicio RS232 (V24) situado en el frontal, adicionalmente el equipo puede disponer de otro puerto de este tipo en la parte trasera en este caso puede ser RS232 o RS485, estos puertos permiten la conexión a un MODEM o un ordenador mediante DIGSI, programa para la parametrización y análisis de eventos almacenados en el relé. También en la parte trasera se encuentra el puerto para la conexión con el sistema de control y otras protecciones RJ45/LC, el puerto PDI para transmisión de información con otros equipos de protección y por último el puerto de sincronización de tiempo, mediante una fuente de sincronización externa.

El diálogo con el operador se realiza mediante el display y teclado situado en el frontal, dispone también de 4 teclas de función libremente asignables y 14 LEDs indicadores parametrizables. La adquisición de medidas se hace mediante los transformadores de intensidad (3 fases + neutro) que a la vez delimitan la zona de protección y transformadores de tensión (3 tensiones fase-neutro + homopolar). El tratamiento de las señales de medida se realiza mediante un microprocesador de avanzada tecnología, reduciendo las influencias de armónicos en altas frecuencias y las componentes transitorias superpuestas a la señal.

Algunas de las características de la protección como el número de entradas y salidas binarias, nivel de tensión auxiliar pueden ser elegidas en función de las

necesidades de la instalación al igual que las funciones de protección opcionales.

***Imagen 32 Equipo SIPROTEC 7SD522***



## **II. Equipo de Distancia – SIEMENS SIPROTEC 7SA522**

El equipo digital 7SA522 es una protección de distancia con funciones de control integradas. Su aplicación principal es la protección de líneas aéreas y cables, para redes de muy alta tensión con neutro aislado, puesto a tierra o compensado.

La protección dispone de un interfaz de servicio RS232 (V24) situado en el frontal, adicionalmente el equipo puede disponer de otro puerto de este tipo en la parte trasera en este caso puede ser RS232 o RS485, estos puertos permiten la conexión a un MODEM o un ordenador mediante DIGSI, programa para la parametrización y análisis de eventos almacenados en el relé. También en la parte trasera se encuentra el puerto para la conexión con el sistema de control y otras protecciones RJ45/LC, el puerto PDI para transmisión de información con otros equipos de protección y por último el puerto de sincronización de tiempo, mediante una fuente de sincronización externa.

El diálogo con el operador se realiza mediante el display y teclado situado en el frontal, dispone también de 4 teclas de función libremente asignables y 16 LEDs indicadores parametrizables. La adquisición de medidas se hace mediante los transformadores de intensidad (3 fases + neutro) que a la vez delimitan la zona de protección y transformadores de tensión (3 tensiones fase-neutro + homopolar). El tratamiento de las señales de medida se realiza mediante un microprocesador de avanzada tecnología, reduciendo las influencias de armónicos en altas frecuencias y las componentes transitorias superpuestas a la señal. Algunas de las características de la protección como el número de entradas y salidas binarias, nivel de tensión auxiliar pueden ser elegidas en función de las necesidades de la instalación al igual que las funciones de protección opcionales.

***Imagen 33 Equipo SIPROTEC 7SA522***



### **III. Equipo de Control de Posición – SIEMENS SIPROTEC 6MD663**

El equipo digital 6MD663 es un módulo de entradas/salidas con funciones de control. Su aplicación principal se encuentra en las redes de alta tensión para permitir realizar el control local del interruptor y los seccionadores que forman una posición. Las redes pueden ser de tipo aislada, compensada, o puesta a tierra con baja resistencia.

Las funciones de control permiten al usuario realizar las tareas de control de hasta 10 unidades de conmutación máximo mediante: el teclado integrado, las entradas binarias, DIGSI o un sistema de control. El estado de los equipos principales y de los elementos auxiliares será comunicado al relé en forma de entrada binaria, de este modo podrá detectar e indicar la posición abierto, cerrado o posición intermedia. Con la ayuda de una autoridad de conmutación es capaz de determinar si el comando de control es permitido en modo remoto, local o no disponible. Dispone de un interfaz de servicio RS232 (V24) situado en el frontal, adicionalmente el equipo puede disponer de otro puerto de este tipo en la parte trasera en este caso puede ser RS232 o RS485, estos puertos permiten la conexión a un MODEM o un ordenador mediante DIGSI, programa para la parametrización y análisis de eventos almacenados en el relé. También en la parte trasera se encuentra el puerto para la conexión con el sistema de control y otras protecciones RJ45/LC, el puerto PDI para transmisión de información con otros equipos de protección y por último el puerto de sincronización de tiempo, mediante una fuente de sincronización externa.

El diálogo con el operador se realiza mediante el display y teclado situado en el frontal, dispone también de 4 teclas de función libremente asignables y 14 LEDs indicadores parametrizables. La adquisición de medidas se hace mediante los transformadores de intensidad (3 fases + neutro) y transformadores de tensión (3 tensiones fase-neutro + homopolar). El tratamiento de las señales de medida se realiza mediante un microprocesador de avanzada tecnología, reduciendo las influencias de armónicos en altas frecuencias y las componentes transitorias superpuestas a la señal.

El número de entradas y salidas binarias y tensión auxiliar son algunas de las características que pueden ser elegidas en función de las necesidades de la instalación.

## Funciones de control

El equipo 6MD663, tiene capacidad para maniobrar hasta 6 aparatos de mando vía entrada binaria, teclado integrado, sistema de control de subestaciones

integrado o software DIGSI. El estado de los equipos principales, así como de los elementos auxiliares será comunicado al equipo 6MD63 vía entrada binaria, de este modo el equipo podrá detectar e indicar las posiciones Abierto, Cerrado. Mediante la ayuda de una autoridad de conmutación, es posible determinar si un comando de control es permitido de modo remoto, local o no disponible.

**Imagen 34 Equipo SIPROTEC 6MD633**



## **IV. Unidad de control – SIEMENS SICAM PAS**

El SICAM PAS es un sistema para la automatización y telecontrol de subestaciones abierto y modular, para todos los niveles de tensión. Realiza tareas de telecomunicación y supervisión. Realiza bases de datos con los registros de los eventos y las alarmas. La unidad básica incluye rack de 19”, módulo de CPU, módulo de alimentación y 17 ranuras más para ampliaciones de capacidad. En función de las tareas a realizar los componentes básicos se pueden ampliar con un receptor de señal para GPS, módulos de comunicación o módulos de interfaz.

***Imagen 35 SICAM PASS***



## **V. Diferencial de línea GE**

El UR es un dispositivo basado en digital que contiene una unidad central de procesamiento (CPU) que maneja múltiples tipos de señales de entrada y salida. La UR puede comunicarse a través de una red de área local (LAN) con una interfaz de operador, que puede ser un dispositivo de programación u otro dispositivo UR.

El módulo de la CPU contiene firmware que proporciona elementos de protección en forma de algoritmos lógicos, así como puertas lógicas programables, temporizadores y cierres para las funciones de control. Los elementos de entrada aceptan una variedad de señales analógicas o digitales del campo. La UR aísla y convierte estas señales en señales lógicas utilizadas por el relé. Los elementos de salida convierten y aíslan las señales lógicas generadas por el relé en señales digitales o analógicas que se pueden usar para controlar los dispositivos de campo.

**Imagen 36 Equipo General Electric L90**



## VI. Distancio métrico GE

Las entradas y salidas de contacto son señales digitales asociadas con conexiones a contactos cableados. Tanto los contactos "húmedos" como los "secos" son compatibles. Las entradas y salidas virtuales son señales digitales asociadas con señales lógicas internas de la serie UR. Las entradas virtuales incluyen señales generadas por la interfaz de usuario local. Las salidas virtuales son salidas de las ecuaciones de FlexLogic™ utilizadas para personalizar el dispositivo. Las salidas virtuales también pueden servir como entradas virtuales para las ecuaciones de FlexLogic™. Las entradas y salidas analógicas son señales asociadas con los transductores, como los detectores de temperatura de resistencia (RTD).

Las entradas de CT y VT se refieren a las señales analógicas del transformador de corriente y del transformador de voltaje que se usan para monitorear las líneas de alimentación de CA. Los relés de la serie UR admiten CT de 1 A y 5 A. Las entradas y salidas remotas proporcionan un medio para compartir información de estado de punto digital entre dispositivos remotos de la serie UR. Las salidas remotas se conectan a las entradas remotas de otros dispositivos de la serie UR. Las salidas remotas son operandos FlexLogic™ insertados en los mensajes IEC 61850 GSSE y GOOSE.



Las entradas y salidas directas proporcionan un medio para compartir estados de puntos digitales entre varios IED de la serie UR a través de una interfaz dedicada de fibra (monomodo o multimodo), RS422 o G.703. No se requiere equipo de conmutación, ya que los IED se conectan directamente en una configuración de anillo o redundante (doble). Esta función está optimizada para la velocidad y está diseñada para esquemas guiados, aplicaciones de lógica distribuida o la extensión de las capacidades de entrada / salida de un solo chasis de relé.

***Imagen 37 Equipo General Electric D60***



## **VII. Diferencial de Transformador ABB**

IED RET670 proporcionan soluciones de protección personalizadas o preconfiguradas para cualquier tipo de transformador y aplicación de reactores de derivación. El RET670 personalizado le da la libertad de seleccionar la funcionalidad completamente de acuerdo con sus necesidades. Las variantes de RET670 preconfiguradas simplifican el manejo, ya que la funcionalidad básica está incluida y preconfigurada. Si es necesario, puede agregar funciones opcionales para aumentar la funcionalidad de los IED RET670 preconfigurados para cumplir con los requisitos específicos del transformador o reactor de derivación.

La función de protección diferencial extremadamente rápida con la concordancia automática de la relación de CT y la compensación de grupos de vectores, hace de RET670 la solución ideal para las aplicaciones más exigentes. Además, un IED RET670 se puede ampliar para que contenga dos funciones de protección diferencial para proteger las configuraciones más avanzadas del sistema. Este IED de protección del transformador está diseñado para funcionar correctamente en un amplio rango de frecuencias con el fin de acomodar las variaciones de frecuencia del sistema eléctrico durante las perturbaciones y el arranque y apagado del generador. Tiene requisitos muy bajos en los TC principales y no se requieren TC de interposición.

***Imagen 38 Equipo RET600***



## **VIII. Sobre corriente direccional de transformador ABB**

El REF615 es un relé poderoso y simple de protección de alimentador alineado perfectamente para la protección, medición y supervisión de subestaciones de empresas de servicio público y sistemas de potencia industrial. Diseñado desde la puesta a tierra, el nuevo relé de protección de alimentador libera todo el potencial de la norma IEC 61850 para comunicaciones e interoperabilidad de aparatos de automatización de subestaciones. El REF615 proporciona protección principal para líneas aéreas, alimentadores de cable y sistemas de barras de

subestaciones de distribución, así como protección de sobre corriente de respaldo de transformadores. El relé de protección de alimentador se adapta a cualquier red de distribución, indiferente del principio aplicado de puesta a tierra del sistema de potencia. Protección y control El relé de protección de alimentador ofrece protección de sobre corriente temporizada e instantánea, sobre corriente de secuencia negativa, discontinuidad de fase, falla de interruptor y sobrecarga térmica. Ofrece además protección opcional de falla de alta impedancia (HIZ) y falla a tierra sensitiva (SEF), para sistemas de distribución puestos a tierra sólidamente, con impedancia y sin puesta a tierra. Finalmente, el relé incorpora una función flexible trifásica de multi-disparo, auto-recierre para restauración automático de alimentador en fallas temporales sobre líneas aéreas. Mejorado con opciones de seguridad, el relé ofrece un sistema de detección de arco de 3 canales para supervisión de interruptores de circuito de tableros y compartimientos de cables y barras El REF615 integra además funcionalidad básica de control, que facilita el control de un interruptor de circuito a través de la interfaz humano - máquina (HMI) del panel frontal o de un sistema de control remoto. Para proteger el relé de acceso no autorizado y para mantener la integridad de la información, el relé ha sido provisto de un sistema de autenticación de 4 niveles, basado en funciones, con contraseñas individuales para niveles de observador, operador, ingeniero y administrador.

El sistema de control de acceso aplica a la HMI del panel frontal, HMI basada en navegador embebido de internet y la herramienta del usuario de ajuste y configuración del relé PCM600.

***Imagen 39 ABB sobre corriente REF 615***



## **IX. Diferencial de Transformador SEL 487E**

Las características de las protecciones son similares protección diferencial como principal y sobre corriente direccional para protección respaldo, todos estos IED deben contar con puerto de comunicaciones para lógica redundancia de anillo y en fibra óptica, las cantidades de entradas binarias y salidas binaria deben ser suministradas luego de la ingeniería detallada de las señales.

***Imagen 40 Relé SEL 487E***



## X. Sobre corriente direccional de transformador SEL 751

*Imagen 41 Sobre corriente direccional de transformador SEL 751*



## XI. Switch RSG2100

*Imagen 42 Switch Ruggedcom RSG2100.*



## XII. GPS

*Imagen 43 Reloj sincronizador.*



## 7.7.2 Esquemas de control y protección

Uno de los documentos más importantes de la ingeniería básica son los esquemas de protección y control, ya que en ellos se definen las funciones de protección activadas y su actuación e interacción con otros equipos del sistema.

El objetivo del sistema de protección y control es la detección y el rápido aislamiento de la zona afectada por cualquier perturbación de las ya descritas en este proyecto. Por tanto estos esquemas son el conjunto de las protecciones anteriormente seleccionadas y la coordinación entre ellas ante faltas en el sistema. En estos esquemas no está representada la alimentación de las protecciones, pero es necesario que en las posiciones donde son necesarias protección principal y de respaldo su alimentación provendrá de dos fuentes independientes, para que en caso de fallo de alimentación no se queden fuera de servicio ambos equipos.

Los esquemas de protección se desarrollan de acuerdo con las funciones escogidas en el capítulo anterior, en ellos se observan cada una de las funciones de protección y control de cada posición y su forma de actuación sobre el interruptor.

El sistema de protección y los equipos asociados serán diseñados, fabricados y probados conforma con la norma IEC y estarán completamente integrados en el sistema de control.

En las siguientes figuras se exponen los esquemas de protección para cada típico de posición. En esta posición hay instalada una unidad de control de posición que tiene la

capacidad de mando sobre todos los equipos de corte de la línea. Como protección principal se tienen la protección diferencial que se observa que da disparo a través de la primera bobina del interruptor, en función del nivel de gravedad de la falta este disparo se hace con o sin bloqueo. De la misma

forma que la protección principal actúa la protección de respaldo, pero en este caso a través de la segunda bobina, se trata de una protección de distancia. Ambos equipos tienen activadas otras funciones de protección además de las principales. En los esquemas de protección aparece representada la función 86 en las líneas de disparo de primera y segunda bobina para conseguir una mejor comprensión de la manera de actuación, pero no se tratan de relés auxiliares.

## 7.7.3 Esquema Línea ALT L8200

En esta posición se realizan todas las maniobras de mando y control con respecto a la bahía de línea a subestación periodista, en este se observa los disparos de relé principal y respaldo divididos en dos bobinas propias del interruptor para dar seguridad al disparo de protección, en el esquema también se marcan de manera general las conexiones de los circuitos de tensión y corriente que corresponden a cada equipo en sala de control, además, los equipos que requieren de mandos o señales de control están representados en color azul conectando a su unidad de control, en los esquemas de bahías de línea aparecerán las indicaciones de la función de reenganche automático monopolar.

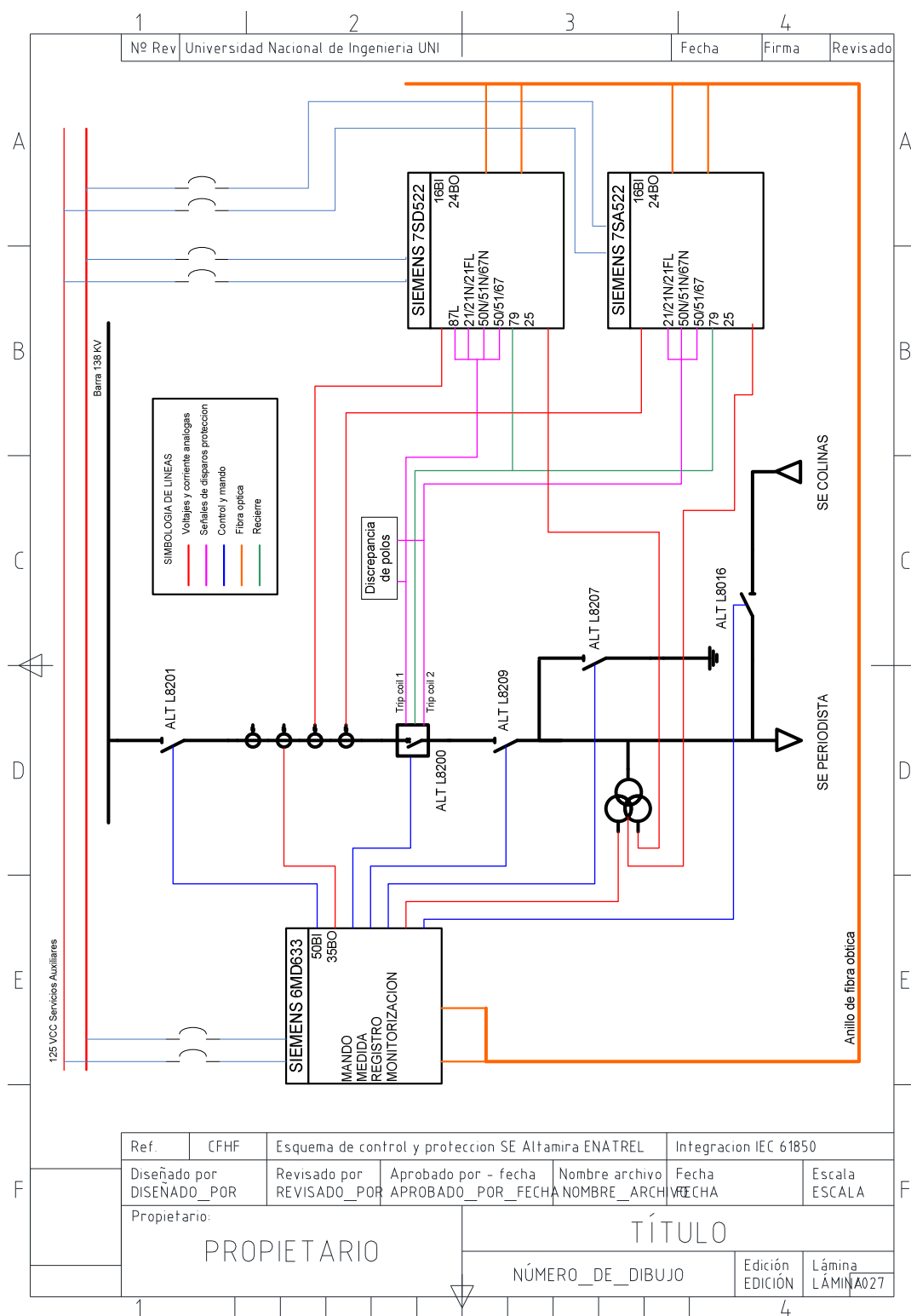
En las conexiones de disparos también se observa la discrepancia de polos que puede ocurrir durante los disparos monopolares de un interruptor de línea.

Esta bahía en particular fue agregada el seccionador de bypass de línea, su mando está condicionado por enclavamiento eléctricos y programados.

Se ha dividido el autómata de alimentación de los IED para garantizar el servicio de cada uno y la falla de su alimentación no perjudique a los otros en el mismo panel.

Y por último una representación del anillo de fibra óptica de la RED LAN IEC 61850.

**Imagen 44 Esquema de línea ALT L8200**





### 7.7.4 Esquema Línea ALT L8470

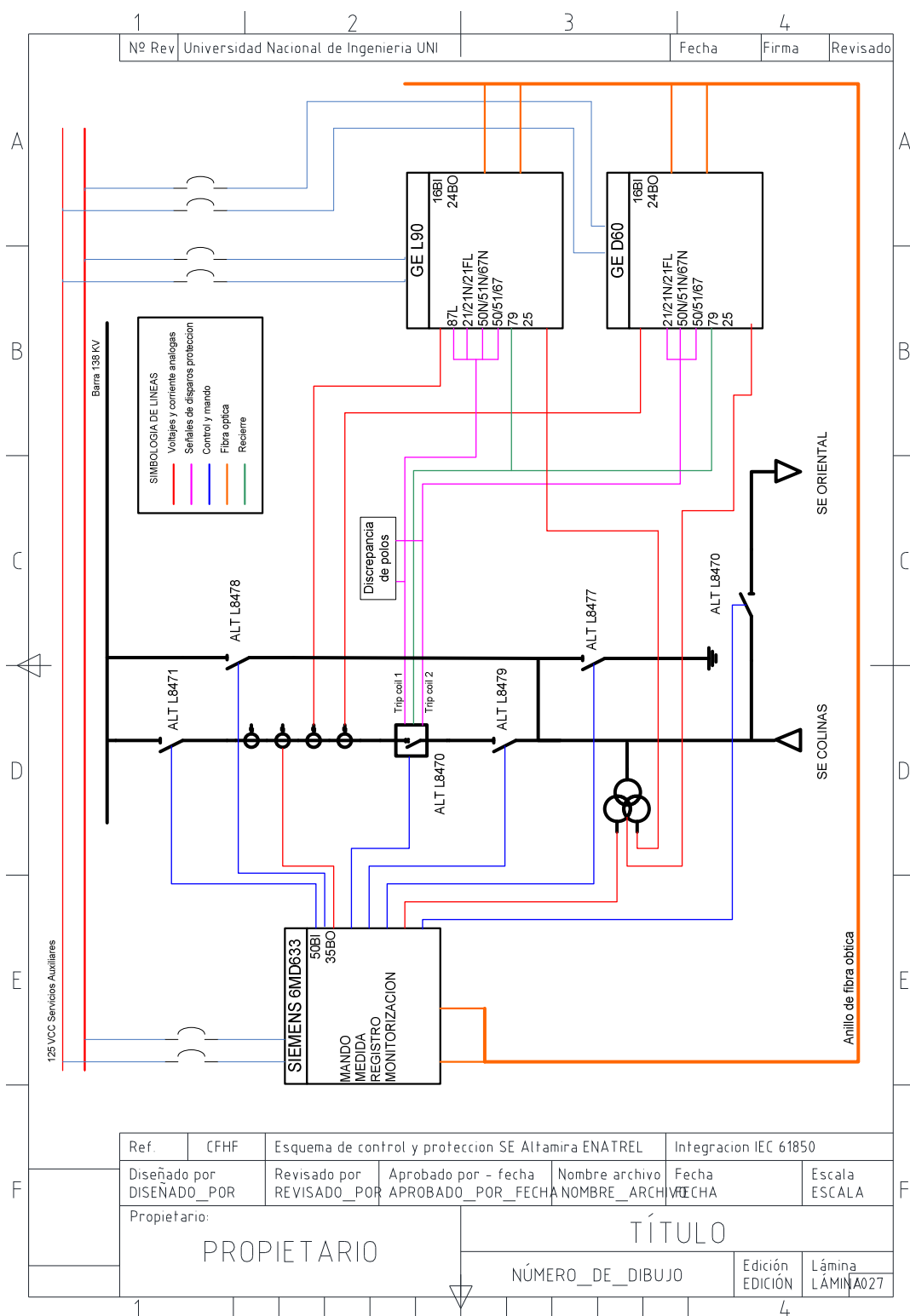
A diferencia del esquema anterior se debe tener en cuenta que esta bahía de línea incluye un seccionador de enlace entre la línea y la barra de 138 kv.

La protección principal es un relé general eléctrico L90 que puede estar conectado vía fibra óptica exclusiva para la función de diferencial de línea con la subestación del extremo opuesto con relé de protección de la misma marca.

En este esquema el relé principal dispara a la bobina número uno del interruptor, mientras que el relé respaldo distancia dispara la bobina número dos del interruptor, en esta lógica de protección existe el reenganche automático mono polar para los disparos monofásicos y por esta razón que se observa una conexión con el interruptor de la función 79 de ambos relé principal y respaldo.

Las lógicas de protección son muy similares en ambas líneas, pero las condiciones de control y mando varían por las condiciones propuestas por los seccionadores de bypass de líneas y enlace de línea y barra. Como se puede observar a continuación.

**Imagen 45 Esquema de línea ALT 8470**



## 7.7.5 Esquema bahía de transformador 40 MVA

La posición de los transformadores es una de las más importantes y con más cantidad de señales. En este panel se tienen cuatro IED (unidad de control, protección principal protección respaldo y protección de baja tensión) y un regulador de tensión que no está desarrollado para la norma IEC 61850.

La unidad de control SIEMENS 6MD633 recoge todas las señales de control de la bahía, pero si el equipo no diera a abasto perfectamente se podrían cablear a otro IED con entradas binarias disponibles, ya que que todas las señales subidas a la red de IEC 61850 son interoperable para todos los equipos. Este equipo también tiene la función de ejecutar las maniobras de la bahía de 138kv en la bahía de transformador y la del interruptor de baja tensión en celdas de 13.8 kv

Las funciones de protección son Diferencial de transformador y protecciones propias del transformador de potencia que disparan a un relé biestable RJ8 para lograr el bloque de la lógica de rearme ante la falla que actúe estas protecciones de alta prioridad.

Las funciones de protección de sobre corriente operan directamente sobre las bobinas del interruptor de alta y para la protección de baja en correspondiente, estas no tienen función de bloque por rearme.

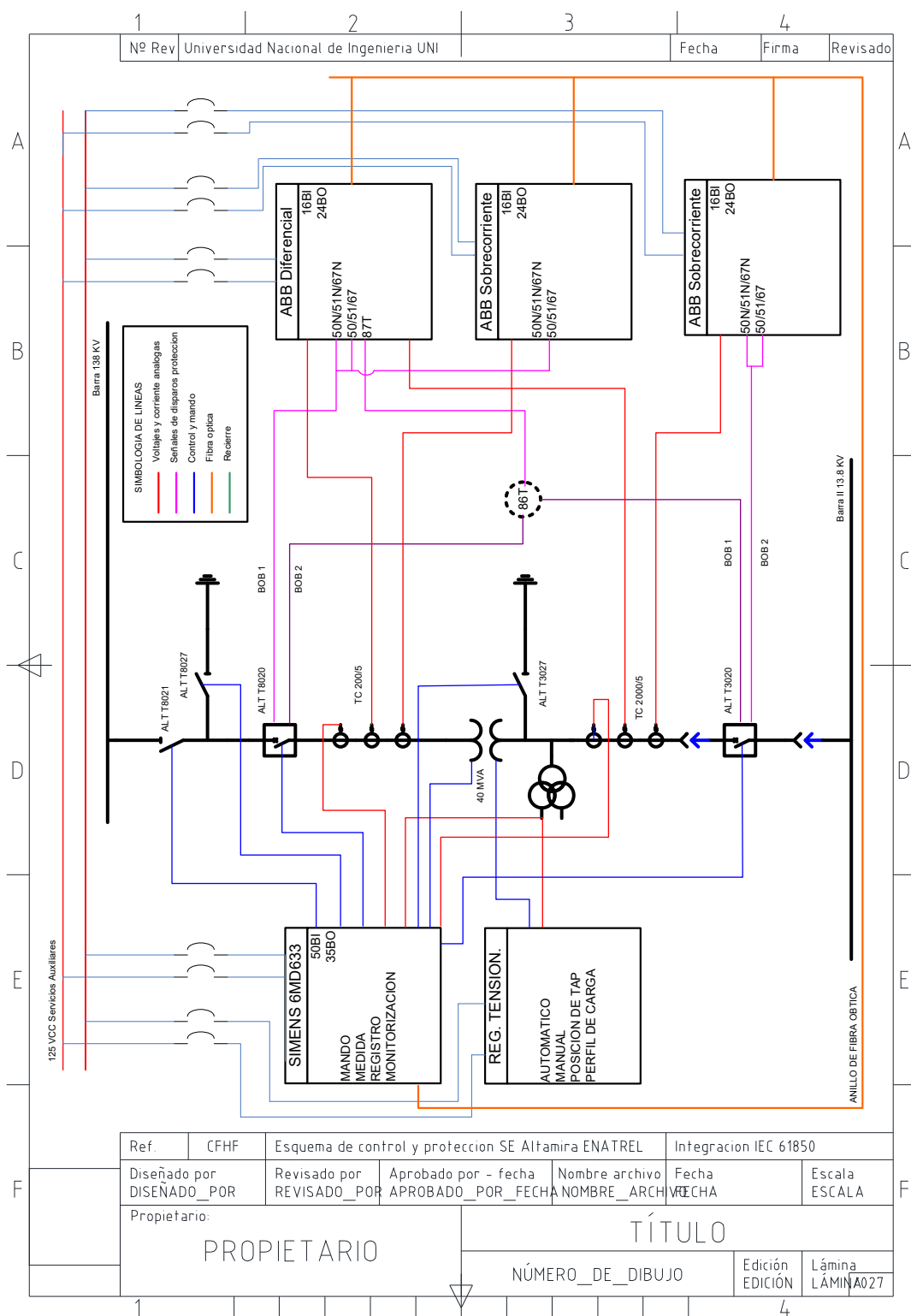
El regulador de Tensión es un Equipo MR que no ha sido bien desarrollado para IEC 61850 pero algunas de sus señales como subir Tap y Bajar Tap así como también la posición del TAP se pueden integrar por los IED, y trabajar dentro la RED LAN.

En el esquema se puede observar las conexiones de las señales de corrientes y tensión para cada IED así como también el anillo de la fibra óptica.

Esta descripción del funcionamiento de la bahía de transformador de 40 MVA es aplicable para la otra bahía de transformador con la salvedad que esta de 25 MVA no hay regulador de tensión, este se hace manera manual con los operadores de la subestación.

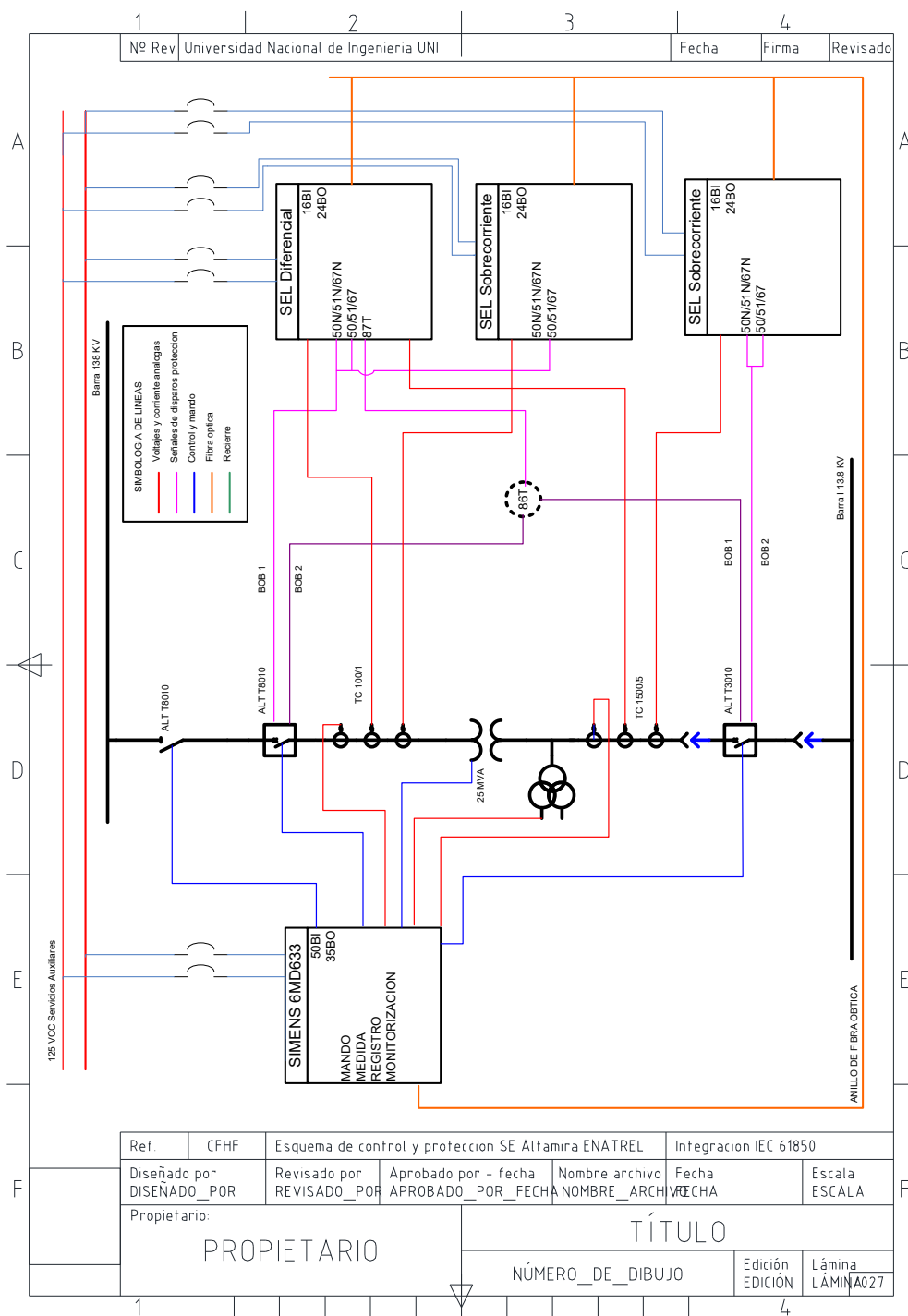
A continuación, se presentan los esquemas de la bahía de transformadores.

**Imagen 46 Esquema bahía de transformador 40 MVA**



## 7.7.6 Esquema bahía de transformador 25 MVA

**Imagen 47 Esquema de bahía de transformador 25 MVA**



## 8. PRESUPUESTO

Para finalizar, se realizó una estimación de los costos del proyecto, tomando como referencia los precios de los equipos IED suministrados por el laboratorio de protecciones y control de ENATREL. A continuación, se desglosa los equipos necesarios para la automatización en IEC 61850, aparte de esto se indican los costos de mano de obra de instalación de estos y su conexionado.

Estos costos no incluyen modificaciones en las instalaciones existentes requeridas, ya que no se realiza la ingeniería a detalle, que corresponden a los diagramas eléctricos completos de la subestación, tampoco los costos de puesta en marcha los cuales no fueron facilitados.

Estos no incluyen gastos de transportes, ni importación.

**Tabla 7 PRESUPUESTO**

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA		PRESUPUESTO				
		INTEGRACION DE LA NORMA IEC 61850				
Proyecto:	Finalizacion de carrera ingenieria electrica.	Propietario				
Ubicación:	SE Electrica de Altamira	Clave del proyecto				
Presenta:	Carlos Hernandez Fonseca	Atención a:				
Fecha:	15-May-19	Moneda	EUROS			
ET/ Sub Et	ACTIVIDAD	U/M	Cantidad	Costo (EUR€)		
				Unitario (EUR€)	Total (EUR€)	Totales (EUR€)
0 10	SUMINISTRO DE EQUIPOS					
1	UNIDAD DE CONTROL SIEMENS 6MD633	und	4.00	10,625.00	42,500.00	
2	UNIDAD CONCENTRADORA INGETEAM	und	1.00	7,500.00	7,500.00	
3	RELE DE PROTECCION SIEMENS 7SD522	und	1.00	17,500.00	17,500.00	
4	RELE DE PROTECCION SIEMENS 7SA522	und	1.00	12,768.00	12,768.00	
5	RELE DE PROTECCION GENERAL ELECTRIC L90	und	1.00	15,700.00	15,700.00	
6	RELE DE PROTECCION GENERAL ELECTRIC D60	und	1.00	13,500.00	13,500.00	
7	RELE DE PROTECCION ABB DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR	und	1.00	16,900.00	16,900.00	
8	RELE DE PROTECCION ABB SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL.	und	2.00	13,200.00	26,400.00	
9	RELE DE PROTECCION SEL DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR	und	1.00	16,700.00	16,700.00	
10	RELE DE PROTECCION SEL SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL.	und	2.00	14,620.00	29,240.00	
11	GPS COMPLETO ANTENA Y PROTECCION RAYO	und	1.00	4,053.30	4,053.30	
12	Switch RSG2100	und	2.00	4,666.80	9,333.60	
13	PC SIMATIC Y MONITOR (HMI)	und	2.00	3,652.70	7,305.40	
14	IMPRESORA	und	1.00	345.00	345.00	
15	ESCRITORIO	und	1.00	250.00	250.00	

16	STATION UNIT Sicam pas	und	2.00	8,736.30	17,472.60	
<b>SUB.TOTAL</b>						<b>237,467.90</b>
<b>0 20</b>	<b>SUMINISTRO, MONTAJE Y CABLEADO DE EQUIPOS.</b>					
1	PANEL DE LINEA ALT L8200	und	1.00	1,945.00	1,945.00	
2	PANEL DE LINEA ALT L8470	und	1.00	1,990.00	1,990.00	
3	PANEL DE TRANSFORMADOR 40 MVA	und	1.00	1,758.00	1,758.00	
4	PANEL DE TRANSFORMADOR 20 MVA	und	1.00	1,463.00	1,463.00	
5	PANEL DE COMUNICACIONES	und	1.00	935.00	935.00	
6	CABLEADO DE SEÑALES DE SERVICIOS AUXILIARES	und	1.00	1,654.00	1,654.00	
7	HMI	und	1.00	1,023.00	1,023.00	
8	GPS COMPLETO ANTENA Y PROTECCION RAYO	und	1.00	300.00	300.00	
<b>SUB.TOTAL</b>						<b>11,068.00</b>
<b>0 30</b>	<b>HORAS DE INGENIERIA BASICA</b>					
1	INGENIERO	und	480.00	40.00	19,200.00	
2	ESPECIALISTA	und	65.00	75.00	4,875.00	
<b>SUB.TOTAL</b>						<b>24,075.00</b>
<b>Total Costos Directos</b>					<b>272,610.90</b>	<b>272,610.90</b>
Costos Indirectos (%)						
Administración y Utilidades (%)						
<b>Sub total</b>					<b>272,610.90</b>	<b>272,610.90</b>
Impuesto IVA 15%					40,891.64	40,891.64
<b>TOTAL PROYECTO EUR €</b>					<b>313,502.54</b>	<b>313,502.54</b>
<b>TOTAL PROYECTO U \$</b>					<b>564,304.56</b>	<b>564,304.56</b>
<b><u>Esta Oferta esta expresada en Euros.</u></b>						



## 9. CONCLUSIONES

- La subestación eléctrica tiene una paramenta de 33 Equipos de alta tensión que tienen relación estrecha con el sistema automatizado de la subestación, de estos solo los aparta rayos no figuran ninguna señal que deba ser considerada por el sistema de automatización. Para la sala de control se deben considerar todas las alimentaciones, señales de contactos auxiliares de las protecciones de estas.
- En la investigación de señales de protección, resultaron todas las señales de un relé o IED estrechamente relacionadas con el sistema de automatización, únicamente las señales no programadas en un relé no tendrían participación en las lógicas de control y protección de la subestación.
- Para realizar la propuesta de la red LAN se consideraron los comentarios de los especialistas donde señalan que en su experiencia existe un mal funcionamiento de la transmisión de datos cuando los anillos de redundancia conectaban marcas de diferentes fabricantes, por tal razón se realizó la segunda propuesta con 5 anillos redundantes conectados por marca a los switch de comunicación generando una comunicación más sólida del sistema. Con un protocolo para problemas de bucle APANNING TREE PROTPCOL.
- Esta propuesta incluye costos aproximados de la implementación de la norma por un monto de \$ 564,304.56 de dólares, teniendo consideraciones para reducir los costos de inversión y cumplir los alcances del diseño .

## 10. RECOMENDACIONES

Integrar en la propuesta de la automatización los circuitos de distribución de media tensión, al menos deben estar consideradas las posiciones de los equipos en el mímico del HMI.

La integración de la red LAN IEC 61850 para accesos remotos, debe realizarse con un sistema de seguridad, debido a que esta podría ser gestionada por internet o red WAN la cual es muy vulnerable ante intervención externa o ajenas a ENATREL.

Se debe continuar el análisis de la norma para su aplicación al centro nacional de despacho de carga CNDC para identificar ventajas que podría traerle al sistema Nacional.

ENATREL debe valorar si el anillo redundante de la arquitectura de comunicación propuesta es más funcional para la subestación, por costos y seguridad de la información, en comparación a red de fibra óptica en estrella que es más costosa que en anillo, pero también más confiable confiable.

Este trabajo se podría desarrollar mejor, analizando detalladamente las diferentes marcas para su aplicación con la norma IEC 61850 y verificar el correcto cumplimiento del estándar.

## 11. BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Puig, Accionamientos electricos, URSS - Moscu: MIR, 1972.
- [2] B. Strassburger y P. Glaubitz, Modern subterranean substation GIS technology, Germany: Siemens, 2009.
- [3] E. Harper, Elementos de diseño de subestaciones electricas, Mexico: LIMUSA, 1996.
- [4] J. R. Martín, Diseño de subestaciones electricas, Mexico: McGraw-Hill, 1987.
- [5] A. L. Orille Fernandez, Centrales Electricas, Barcelona: CPET, 1996.
- [6] E. Harper, Fundamentos de proteccion de sistemas electricos por relevadores, Valencia, España: LUMISA, 1981.
- [7] E. Harper, Guia practica para el calculo de las instalaciones electricas, España: Noriega Editores LIMUSA, 1993.
- [8] R. Sampieri, Metodologia de la investigacion, Mexico: Mc Graw Hill, 2014.
- [9] IEC, «Technical Report IEC 61850-1,» ([www.iec.ch](http://www.iec.ch)), 1997.
- [10] G. Gili, Estaciones transformadoras y de distribucion, Espana : Gili S.A., 1979.
- [11] B. Boveri, *Manuales de instalaciones de distribucion de energia electrica*, Bilbao: ED Urmo S.A., 1983.
- [12] K. C. GONZÁLEZ, «<https://es.scribd.com/document/331306382/Automatizacion-de-Las-subestaciones-IEC-61850-TESIS>,» Agosto 2012. [En línea].
- [13] ABB, *Manual técnico 1MRK506109-UEN\_en\_Application\_manual\_REL\_511\_2.3*.
- [14] MR, *Manual técnico 22303\_EN\_BA\_TAPCON240\_LV\_F0098902*.
- [15] S. Siemens, *Manuales técnicos SIEMENS 6MD63, 7SJ62, 7SD52, 7SA52*.
- [16] SEL, «<https://selinc.com/es/products-section/protective-relays/>,» [En línea].

## Índice de Tablas.

<i>Tabla 1 Tipo de subestación y complejidad de interconexión. (Strassburger, et al., 2009)</i>	14
<i>Tabla 2 Sistemas de refrigeración de un transformador</i>	27
<i>Tabla 3 Nodos lógicos.</i>	48
<i>Tabla 4 Lista de equipos de alta tensión.</i>	87
<i>Tabla 5 Señales actuales en el sistema de RTU en la actualidad.</i>	88
<i>Tabla 6 Lista de señales requeridas por el CNDC</i>	104
<i>Tabla 7 PRESUPUESTO</i>	127

## Índice de Imágenes

<i>Imagen 1 Subestación de intemperie</i>	13
<i>Imagen 2 Subestación GIS e interior</i>	14
<i>Imagen 3 Transformador de potencia</i>	22
<i>Imagen 4 Subestación eléctrica de baja tensión</i>	33
<i>Imagen 5 Tablero de mando a distancia de Subestación eléctrica intemperie</i>	33
<i>Imagen 6 Tablero directo de baja tensión</i>	34
<i>Imagen 7 Armarios de distribución con interruptores extraíbles</i>	35
<i>Imagen 8 Cuadro de interruptor de potencia 8BM20 de hasta 24 KV barras colectoras dobles</i>	37
<i>Imagen 9 Constitución básica de un cuadro de interruptor de potencia 8BM20 con barras colectoras dobles</i>	37
<i>Imagen 10 Celdas ABB con IED para IEC 61850</i>	38
<i>Imagen 11 Modelo de interfaz</i>	45
<i>Imagen 12 Modelo de datos</i>	46
<i>Imagen 13 Estructura general de un dato</i>	47
<i>Imagen 14 Capas OSI</i>	50
<i>Imagen 15 Ejemplo de servidor IEC 61850</i>	52
<i>Imagen 16 Mensaje GOOSE con prioridad</i>	53
<i>Imagen 17 Tiempos para transmisión de GOOSE</i>	54
<i>Imagen 18 Edificio de control de SE Altamira</i>	59
<i>Imagen 19 Relé REL 511</i>	61
<i>Imagen 20 Relé DPU 2000</i>	61
<i>Imagen 21 Relé de protección de sobre corriente AEG PS 441</i>	62
<i>Imagen 22 Relé sobre corriente diferencial de transformador PQ721</i>	62
<i>Imagen 23 Conexión de relé AEG PQ 721</i>	63
<i>Imagen 24 Relé auxiliar BJ8 para funciones de Rearme 86T</i>	64
<i>Imagen 25 Paneles de control de línea en SE Altamira</i>	65
<i>Imagen 26 Panel de control bahía de transformador</i>	65
<i>Imagen 27 Paneles de control SE Altamira</i>	66
<i>Imagen 28 Autómata MCB con contacto auxiliar</i>	68
<i>Imagen 29 Rectificador CBE Orión</i>	71
<i>Imagen 30 Estructura de IEC 61850</i>	77
<i>Imagen 31 Tipos de conectores</i>	84
<i>Imagen 32 Equipo SIPROTEC 7SD522</i>	107
<i>Imagen 33 Equipo SIPROTEC 7SA522</i>	108
<i>Imagen 34 Equipo SIPROTEC 6MD633</i>	110

<i>Imagen 35 SICAM PASS .....</i>	<i>111</i>
<i>Imagen 36 Equipo General Electric L90 .....</i>	<i>112</i>
<i>Imagen 37 Equipo General Electric D60.....</i>	<i>113</i>
<i>Imagen 38 Equipo RET600.....</i>	<i>114</i>
<i>Imagen 39 ABB sobre corriente REF 615.....</i>	<i>116</i>
<i>Imagen 40 Relé SEL 487E.....</i>	<i>116</i>
<i>Imagen 41 Sobre corriente direccional de transformador SEL 751 .....</i>	<i>117</i>
<i>Imagen 42 Switch Ruggedcom RSG2100. ....</i>	<i>117</i>
<i>Imagen 43 Reloj sincronizador.....</i>	<i>117</i>
<i>Imagen 44 Esquema de línea ALT L8200.....</i>	<i>120</i>
<i>Imagen 45 Esquema de línea ALT 8470.....</i>	<i>122</i>
<i>Imagen 46 Esquema bahía de transformador 40 MVA.....</i>	<i>124</i>
<i>Imagen 47 Esquema de bahía de transformador 25 MVA.....</i>	<i>125</i>

## Índice de diagramas

<i>Diagrama 1 Diagrama unifilar de SE Altamira. ....</i>	<i>58</i>
<i>Diagrama 2 Diagrama unifilar de S.A.C.A.....</i>	<i>68</i>
<i>Diagrama 3 Diagrama unifilar de S.A.C.C. ....</i>	<i>69</i>
<i>Diagrama 4 Arquitectura de comunicación existente.....</i>	<i>73</i>
<i>Diagrama 5 Diagrama funcional de la subestación Altamira en la actualidad.....</i>	<i>76</i>
<i>Diagrama 6 Opción 1 de Arquitectura de comunicación para Altamira .....</i>	<i>81</i>
<i>Diagrama 7 Opción 2 de Arquitectura de comunicación para SE Altamira .....</i>	<i>82</i>

## 12. ANEXOS

### Nomenclatura de protecciones (Códigos ANSI)

1. **Elemento principal** es el dispositivo de iniciación, tal como el interruptor de control, relé de tensión, interruptor de flotador, etc., que sirve para poner el aparato en operación o fuera de servicio, bien directamente o a través de dispositivos, tales como relés de protección con retardo.
2. **Relé de cierre o arranque temporizado** es el que da la temporización descada entre operaciones de una secuencia automática o de un sistema de protección, excepto cuando es proporcionado específicamente por los dispositivos 48,62 y 79 descritos más adelante.
3. **Relé de comprobación o de bloqueo** es el que opera en respuesta a la posición de un número de condiciones determinadas, en un equipo para permitir que continúe su operación, par que se pare o para proporcionar una prueba de la posición de estos dispositivos o de estas condiciones para cualquier fin.
4. **Contacto principal** es un dispositivo generalmente mandado por el dispositivo N° 1 o su equivalente y los dispositivos de permiso y protección necesarios, y sirve para cerrar y abrir los circuitos de control necesarios par reponer un equipo en marcha, bajo las condiciones deseadas o bajo otras condiciones anormales.
5. **Dispositivo de parada** es aquel cuya función primaria es quitar y mantener un equipo fuera de servicio.
6. **Interruptor de arranque** es un dispositivo cuya función principal es conectar la máquina a su fuente de tensión de arranque.
7. **Interruptor de ánodo** es el utilizado en los circuitos del ánodo de un rectificador de potencia, principalmente par interrumpir el circuito rectificador por retorno del encendido de arco.
8. **Dispositivo de desconexión de energía de control** es un dispositivo de desconexión (tal como un conmutador de cuchilla, interruptor o bloque de fusibles extraíbles) que se utiliza con el fin de conectar y desconectar, respectivamente, la fuente de energía de control hacia y desde la barra o equipo de control.  
Nota.- se considera que la energía de control incluye la energía auxiliar que alimenta aparatos pequeños como motores calefactores.
9. **Dispositivo de inversión** es el que se utiliza para invertir las conexiones del campo de una máquina o bien para otras funciones especiales de inversión.
10. **Conmutador de secuencia** es el que se utiliza para cambiar la secuencia de conexión o desconexión de unidades de un equipo de unidades múltiples.
11. **Reservado para aplicaciones futuras.**
12. **Dispositivo de exceso de velocidad** es normalmente un interruptor de velocidad de conexión directa que actúa cuando la máquina crebala.
13. **Dispositivo de velocidad síncrona** es el que funciona con aproximadamente la velocidad normal de una máquina, tal como un conmutador de velocidad centrífuga, relés de frecuencia de deslizamiento, relé de tensión, relé de intensidad mínima o cualquier tipo de dispositivo similar.
14. **Dispositivo de falta de velocidad** es el que actúa cuando la velocidad de la máquina desciende por debajo de un valor predeterminado.
15. **Dispositivo regulador de velocidad o frecuencia** de una máquina o sistema a un cierto valor o bien entre ciertos límites.
16. **Reservado para aplicaciones futuras.**



17. **Commutador para puentear el campo serie** sirve para abrir y cerrar un circuito en shunt entre los extremos de cualquier pieza o aparato (excepto una resistencia) tal como el campo de una máquina un condensador o una reactancia.  
Nota.- Esto incluye los dispositivos que realizan las funciones de shunt necesarias para arrancar una máquina por los dispositivos 6 ó 42, su equivalente, y también excluye la función del dispositivo 73 que sirve para la operación de las resistencias.
18. **Dispositivo de aceleración o deceleración** es el que se utiliza para cerrar o hacer cerrar los circuitos que sirven para aumentar o disminuir la velocidad de una máquina.
19. **Contactos de transición de arranque u marcha normal.** Su función es hacer las transferencias de las conexiones de alimentación de arranque a las de marcha normal de la máquina.
20. **Válvula maniobrada eléctricamente** es una válvula accionada por solenoide o motor, que se utiliza en circuitos de vacío, aire, gas, aceite, agua o similares.
21. **Relé de distancia** es el que funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia del circuito disminuyen o aumentan a unos límites preestablecidos.
22. **Interruptor igualador** sirve para conectar y desconectar las conexiones para actualización de intensidad para los reguladores del campo de la máquina o de la tensión de la máquina, en una instalación de unidades múltiples.
23. **Dispositivos regulador de temperatura** es el que funciona para mantener la temperatura de la máquina u otros aparatos dentro de ciertos límites.  
Nota.- Un ejemplo es un termostato que enciende un calentador en un elemento de aparellaje, cuando la temperatura desciende a un valor deseado que es distinto de un dispositivo usado para proporcionar regulación de temperatura automática entre límites próximos, y que sería designado como 90T.
24. **Sobre excitación**
25. **Dispositivo de sincronización o puesta en paralelo** es el que funciona cuando dos circuitos de alterna están dentro de los límites deseados de tensión, frecuencia o ángulo de fase, lo cual permite o causa la puesta en paralelo de estos circuitos.
26. **Dispositivo térmico** es el que funciona cuando la temperatura del campo en shunt, o el bobinado amortiguador de una máquina, o el de una resistencia de limitación de carga o de cambio de carga, o de un líquido u otro medio, excede de un valor determinado con anterioridad. Si la temperatura del aparato protegido, tal como un rectificador de energía, o de cualquier otro medio, es inferior a un valor fijado con antelación.
27. **Relé de mínima tensión** es el que funciona al descender la tensión de un valor predeterminado.
28. **Detector de llama** su función es detectar la existencia de llama en el piloto o quemador principal, por ejemplo de una caldera o una turbina de gas.
29. **Contactor de aislamiento** es el que se utiliza con el propósito especial de desconectar un circuito de otro, por razones de maniobra de emergencia, conservación o prueba.
30. **Relé anunciador** es un dispositivo de reposición no automática que da un número de indicaciones visuales independientes al accionar el dispositivo de protección y además también puede estar dispuesto para efectuar la función de bloqueo.
31. **Dispositivo de excitación separada** es el que conecta un circuito, tal como el campo shunt de una conmutatriz, a la fuente de excitación separada durante el proceso de arranque, o bien se utiliza para energizar la excitación y el circuito de encendido de un rectificador.

32. **Relé direccional de potencia** es el que funciona sobre un valor deseado de potencia en una dirección dada o sobre la inversión de potencia como por ejemplo, la resultante del retroceso del arco en los circuitos de ánodo o cátodo de un rectificador de potencia.
33. **Conmutador de posición** es el que hace o abre contacto cuando el dispositivo principal o parte del aparato, que no tiene un número funcional de dispositivo, alcanza una posición dada.
34. **Conmutador de secuencia movido a motor** es un conmutador de contactos múltiples el cual fija la secuencia de operación de los dispositivos principales durante el arranque y la parada, o durante otras operaciones que requieran una secuencia.
35. **Dispositivo de cortocircuito de las escobillas o anillos rozantes** es para elevar, bajar o derivar las escobillas de una máquina, o para cortocircuitar los anillos rozantes.
36. **Dispositivo de polaridad** es el que acciona o permite accionar a otros dispositivos con una polaridad solamente.
37. **Relé de baja intensidad o baja potencia** es el que funciona cuando la intensidad o la potencia caen por debajo de un valor predeterminado.
38. **Dispositivo térmico de cojinetes** es el que funciona con temperatura excesiva de los cojinetes.
39. **Detector de condiciones mecánicas** es el que tiene por cometido funcionar en situaciones mecánicas anormales (excepto las que suceden a los cojinetes de una máquina, tal y como se escoge en la función 38), tales como vibración excesiva, excentricidad, etc.
40. **Relé de campo** es el que funciona por un valor dado, anormalmente bajo, por fallo de la intensidad de campo de la máquina, o por un valor excesivo del valor de la componente reactiva de la corriente de armadura en una máquina de c.a., que indica excitación del campo anormalmente baja.
41. **Interruptor de campo** es un dispositivo que funciona para aplicar o quitar la excitación de campo de una máquina.
42. **Interruptor de marcha** es un dispositivo cuya función principal es la de conectar la máquina a su fuente de tensión de funcionamiento en marcha, después de haber sido llevada hasta la velocidad deseada desde la conexión de arranque.
43. **Dispositivo de transferencia** es un dispositivo accionado a mano, que efectúa la transferencia de los circuitos de control para modificar el proceso de operación del equipo de conexión de los circuitos o de algunos de los dispositivos.
44. **Relé de secuencia de arranque del grupo** es el que funciona para arrancar la unidad próxima disponible en un equipo de unidades múltiples cuando falta o no está disponible la unidad que normalmente precede.
45. **Detector de condiciones atmosféricas.** Funciona ante condiciones atmosféricas anormales, como humos peligrosos, gases explosivos, fuego, etc.
46. **Relé de intensidad para equilibrio o inversión de fases** es un relé que funciona cuando las intensidades polifásicas están en secuencia inversa o desequilibrada o contienen componentes de secuencia negativa.
47. **Relé de tensión para secuencia de fase** es el que funciona con un valor dado de tensión polifásica de la secuencia de fase deseada.
48. **Relé de secuencia incompleta** es el que vuelve al equipo a la posición normal o “desconectado” y lo enclava si la secuencia normal de arranque, funcionamiento o parada no se completa debidamente dentro de un intervalo predeterminado.



49. **Relé térmico para máquina, aparato o transformador** es el que funciona cuando la temperatura de la máquina, aparato o transformador excede de un valor fijado.
50. **Relé instantáneo de sobre intensidad o de velocidad de aumento de intensidad** es el que funciona instantáneamente con un valor excesivo de velocidad de aumento de intensidad.
51. **Relé de sobreintensidad temporizado** es un relé con una característica de tiempo inverso o de tiempo fijo que funciona cuando la intensidad de un circuito de c.a. sobrepasa un valor dado.
52. **Interruptor de c.a.** es el que se usa para cerrar e interrumpir un circuito de potencia de c.a. bajo condiciones normales, o para interrumpir este circuito bajo condiciones de falta de emergencia.
53. **Relé de la excitatriz o del generador de c.c.** es el que fuerza un campo de la máquina de c.c. durante el arranque o funciona cuando la tensión de la máquina ha llegado a un valor dado.
54. Reservado para aplicaciones futuras.
55. **Relé de factor de potencia** es el que funciona cuando el factor de potencia de un circuito de c.a. no llega o sobrepasa un valor dado.
56. **Relé de aplicación del campo** es el que se utiliza para controlar automáticamente la aplicación de la excitación de campo de un motor de c.a. en un punto predeterminado en el ciclo de deslizamiento.
57. **Dispositivo de cortocircuito o de puesta a tierra** es el que funciona debido al fallo de uno o más de los ánodos del rectificador de potencia, o por el fallo de un diodo por no conducir o bloquear adecuadamente.
58. **Relé de fallo de rectificador de potencia** es el que funciona debido al fallo de uno o más de los ánodos del rectificador de potencia, o por el fallo de un diodo por no conducir o bloquear adecuadamente.
59. **Relé de sobretensión** es que funciona con un valor dado de sobretensión.
60. **Relé de equilibrio de tensión** es el que opera con una diferencia de tensión entre dos circuitos.
61. **Relé de parada o apertura temporizada** es el que se utiliza en unión con el dispositivo que inicia la parada total o la indicación de parada o apertura en una secuencia automática.
62. Reservado para aplicaciones futuras.
63. **Relé de presión de gas, líquido o vacío** es el que funciona con un valor dado de presión del líquido o gas, para una determinada velocidad de variación de la presión.
64. **Relé de protección de tierra** es el que funciona con el fallo a tierra del aislamiento de una máquina, transformador u otros aparatos, o por contorneamiento de arco a tierra de una máquina de c.c.  
  
**Nota:** Esta función se aplica sólo a un relé que detecta el paso de corriente desde el armazón de una máquina, caja protectora o estructura de una pieza de aparatos, a tierra, o detecta una tierra en un bobinado o circuito normalmente no puesto a tierra. No se aplica a un dispositivo conectado en el circuito secundario o en el neutro secundario de un transformador o transformadores de intensidad, conectados en el circuito de potencia de un sistema puesto normalmente a tierra.
65. **Regulador mecánico** es el equipo que controla la apertura de la compuerta o válvula de la máquina motora, para arrancarla, mantener su velocidad o detenerla.
66. **Relé de pasos** es el que funciona para permitir un número especificado de operaciones de un dispositivo dado o equipo, o bien, un número especificado de operaciones sucesivas con un intervalo dado de tiempo entre cada una de ellas. También se utiliza para permitir el energizado periódico de un circuito, y la aceleración gradual de una máquina.

67. **Relé direccional de sobreintensidad de c.a.** es el que funciona con un valor deseado de circulación de sobreintensidad de c.a. en una dirección dada.
68. **Relé de bloqueo** es el que inicia una señal piloto para bloquear o disparar en faltas externas en una línea de transmisión o en otros aparatos bajo condiciones dadas, cooperar con otros dispositivos a bloquear el disparo o a bloquear el reenganche con una condición de pérdida de sincronismo o en oscilaciones de potencia.
69. **Dispositivo de supervisión y control** es generalmente un interruptor auxiliar de dos posiciones accionado a mano, el cual permite una posición de cierre de un interruptor o la puesta en servicio de un equipo y en la otra posición impide el accionamiento del interruptor o del equipo.
70. **Reóstato** es el que se utiliza para variar la resistencia de un circuito en respuesta a algún método de control eléctrico, que, o bien es accionado eléctricamente, o tiene otros accesorios eléctricos como contactos auxiliares de posición o limitación.
71. **Relé de nivel líquido o gaseoso.** Este relé funciona para valores dados de nivel de líquidos o gases, o para determinadas velocidades de variación de estos parámetros.
72. **Interruptor de c.e.** es el que se utiliza para cerrar o interrumpir el circuito de alimentación de c.e. bajo condiciones normales o para interrumpir este circuito bajo condiciones de emergencia.
73. **Contactor de resistencia de carga** es el que se utiliza para puentear o meter en circuito un punto de la resistencia limitadora, de cambio o indicadora, o bien para activar un calentador, una luz, o una resistencia de carga de un rectificador de potencia u otra máquina.
74. **Relé de alarma** es cualquier otro relé diferente al anunciador comprendido bajo el dispositivo 30 que se utiliza para accionar u operar en unión de una alarma visible o audible.
75. **Mecanismo de cambio de posición** se utiliza para cambiar un interruptor desconectable en unidad entre las posiciones de conectado, desconectado y prueba.
76. **Relé de sobreintensidad de c.c.** es el que funciona cuando la intensidad en un circuito de c.c. sobrepasa un valor dado.
77. **Transmisor de impulsos** es el que se utiliza para generar o transmitir impulsos, a través de un circuito de Telemedida o hilos pilotos, a un dispositivo de indicación o recepción de distancia.
78. **Relé de medio de ángulo de desfase o de protección de salida de paralelo,** es el que funciona con un valor determinado de ángulo de desfase entre dos tensiones o dos intensidades, o entre tensión e intensidad.
79. **Relé de reenganche de c.a.** es el que controla el reenganche enclavamiento de un interruptor de c.a.
80. **Relé de flujo líquido o gaseoso** actúa para valores dados de la magnitud del flujo o para determinadas velocidades de variación de éste.
81. **Relé de frecuencia** es el que funciona con un valor dado de la frecuencia o por la velocidad de variación de la frecuencia.
82. **Relé de reenganche de c.c.** es el que controla el cierre y reenganche de un interruptor de c.c. generalmente respondiendo a las condiciones de la carga del circuito.
83. **Relé de selección o transferencia del control automático** es el que funciona para elegir automáticamente entre ciertas fuentes de alimentación o condiciones en un equipo, o efectúa automáticamente una operación de transferencia.
84. **Mecanismo de accionamiento** es el mecanismo eléctrico completo, o servomecanismo, incluyendo el motor de operación, solenoides, auxiliares de posición, etc., para un cambiador de tomas, regulador de inducción o cualquier pieza de un aparato que no tenga número de función.



85. **Relé receptor de ondas portadoras o hilo piloto** es el que es accionado o frenado por una señal y se usa en combinación con una protección direccional que funciona con equipos de transmisión de onda portadora o hilos piloto de c.c.
86. **Relé de enclavamiento** es un relé accionado eléctricamente con reposición a mando o eléctrica, que funciona para parar y mantener un equipo fuera de servicio cuando concurren condiciones anormales.
87. **Relé de protección diferencial** es el que funciona sobre un porcentaje o ángulo de fase u otra diferencia cuantitativa de dos intensidades o algunas otras cantidades eléctricas.
88. **Motor o grupo motor generador auxiliar** es el que se utiliza para accionar equipos auxiliares, tales como bombas, ventiladores, excitatrices, etc.
89. **Desconectador de línea** es el que se utiliza como un desconectador de desconexión o aislamiento en un circuito de potencia de c.a. o c.c. cuando este dispositivo se acciona eléctricamente o bien tiene accesorios eléctricos, tales como interruptores auxiliares, enclavamiento electromagnético, etc.
90. **Dispositivo de regulación** es el que funciona para regular una cantidad, tal como la tensión, intensidad, potencia, velocidad, frecuencia, temperatura y carga a un valor dado, o bien ciertos límites para las máquinas, líneas de unión u otros aparatos.
91. **Relé direccional de tensión** es el que funciona cuando la tensión entre los extremos de un interruptor o contactor abierto sobrepasa de un valor dado en una dirección dada.
92. **Relé direccional de tensión y potencia** es un relé que permite y ocasiona la conexión de dos circuitos cuando la diferencia de tensión entre ellos excede de un valor dado en una dirección predeterminada y da lugar a que estos dos circuitos sean desconectados uno del otro cuando la potencia circulante entre ellos excede de un valor dado en la dirección opuesta.
93. **Contador de cambio de campo** es el que funciona para cambiar el valor de la excitación de la máquina.
94. **Relé de disparo o disparo libre** es el que funciona para disparar o permitir disparar un interruptor, contactor o equipo, o evitar un reenganche inmediato de un interruptor en el caso que abra por sobrecarga, aunque el circuito inicial de mando de cierre sea mantenido.
95. **Reservado para aplicaciones especiales.**
96. **Reservado para aplicaciones especiales.**
97. **Reservado para aplicaciones especiales.**
98. **Reservado para aplicaciones especiales.**
99. **Reservado para aplicaciones especiales.**

## Entrevista

Entrevista a jefe de protecciones eléctricas de ENATREL.

Saludo inicial:

Buenos días ingeniero, le agradezco su tiempo y atención a mi persona. Como le comentaba anteriormente, realizo una investigación para realizar un diseño previo del sistema de automatización de la subestación Altamira bajo la norma IEC61850. Si me permite prepararé algunas preguntas que no tomaran mucho tiempo, 15 minutos máximo:

1. ¿Podría describir cómo funciona el sistema de automatización de Altamira?

*R: Bueno Carlos con gusto respondo tus preguntas, como sabes la subestación de Altamira es una de las primeras subestaciones construidas en managua que ha quedado atrapada dentro de la ciudad debido a su ampliación. Esta tiene relés de protección con tecnología de los años 90 cuando iniciaban los relés electrónicos por lo cual su manera de interactuar es un poco obsoleta, no existen comunicaciones entre los relés como tal, lo que tenemos ahora es un cableado de cobre que multiplica las señales de la subestación por medio de relé auxiliares en 48VDC para ser llevados hasta la RTU que a su vez comunica con el despacho nacional.*

2. Comprendo que ENATREL publicó una licitación para optar a un proyecto de acceso remoto para los equipos de protección. ¿Podría comentar como se ha desarrollado este?

*R: Bueno Carlos, este proyecto fue pensado para que un personal de ENATREL estuviera accediendo a los equipos que teníamos en ese entonces de manera remota para interrogar los problemas que podrían ocurrir en una subestación y así dar una respuesta más rápida a los problemas de la misma, Sin embargo, cuando se publicó el proyecto conocimos a unos ingenieros españoles de la empresa de INGETEAM, que propusieron equipos con una tecnología que*

*cumplía con los estándares de la norma IEC 61850 dándonos más bondades acerca del proyecto y la empresa decidió inclinarse a esta solución.*

3. ¿Como se atienden las emergencias por disparos de relé de protección hoy en día?

*R: Primeramente la emergencia no llega directamente a una unidad central o a un centro de control, la emergencia ocurren cuando hay una falla en el sistema y un equipo se dispara y desconecta una línea de transmisión en el mejor de los casos o una subestación entera por lo que los operadores llaman al centro nacional de despacho de carga para dar la información de lo ocurrido en la subestación, posteriormente este centro nacional despacho de carga nos informa a nosotros para que tomemos acciones, enviando a un equipo de trabajo, especialistas de protecciones para que verifiquen lo ocurrido y obtenga más información.*

4. ¿Cuánto tiempo le lleva a un equipo de especialista llegar al sitio de la emergencia e iniciar a resolverla?

*R: las oficinas centrales operativas de ENATREL están ubicadas en carretera nueva a León kilómetro 11 aproximadamente, para el caso de Altamira, es una subestación dentro del casco urbano de Managua, los especialistas tardan media hora en llegar al sitio, pero, existen otras subestaciones más lejana cómo pueden ser las de Bluefields, o la de Matagalpa fuera de Managua que le llevaría alrededor de 3 horas o 4 horas estar en el sitio para iniciar la recopilación de la información por lo cual resolver un problema se puede hacer algo de mucho tiempo. Estamos hablando de muchas horas toda una ciudad sin energía miles de córdobas en pérdidas de energía eléctrica.*

5. ¿Este proyecto de la integración de la norma al país, cuáles son los pasos por seguir para que se convierta en algo aplicado? ¿Quiénes aprueban este proyecto de gran envergadura en nuestra Nicaragua?

*R: Se debe comprender que somos una institución pública, que está al servicio del pueblo y los proyectos de gran envergadura en el país, deben ser analizado por diferentes áreas de la empresa, una de ellas, el área de ingeniería, otra es la parte que se encarga de interrogar la información de cada subestación, como es el despacho nacional de cargas y nosotros que somos el departamento de protección eléctrica que somos los responsables del correcto funcionamiento del sistema en el país debemos dar el visto bueno para la aprobación de proyectos de esta magnitud; el primer proceso es la licitación que debe ser entregada al área de ingeniería de la empresa y posteriormente las aprobaciones técnicas que estarían por parte de nosotros y por parte del despacho nacional, básicamente esto.*


6. Para finalizar ingeniero. ¿Cuáles son sus expectativas con respecto a la subestación Altamira y su modernización?

*R: Lo ideal sería que todos los equipos fueran actualizados y que la subestación de Altamira se convierta en una de las subestaciones de vanguardia, en cuanto a tecnología, pero esto es muy costoso y se debe pensar en una ingeniería funcional donde equipo de tecnología pasada, puedan convivir con tecnología nueva esperamos que las propuestas incluyan tecnología nueva que haga versátil y potencie la funcionalidad de cada subestación, pero también, esperamos no tener que descartar todos los equipos que están actualmente en la subestación porque sería una gran pérdida, por otro lado también nosotros esperamos la capacitación y el desarrollo de nuestro personal técnico, para que sea capaz de resolver cualquier problema con la tecnología nueva.*

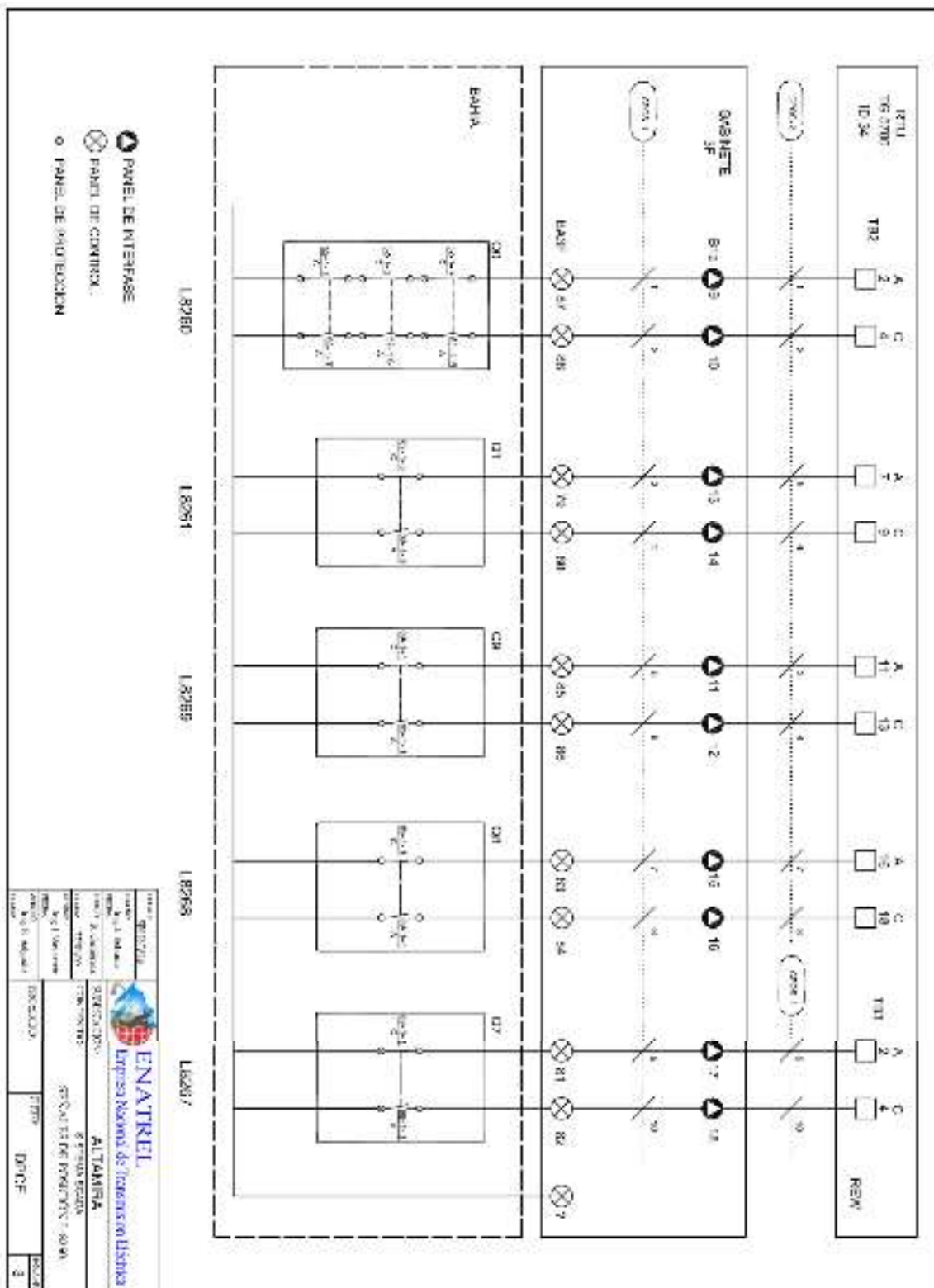
Agradezco mucho su tiempo ingeniero y su colaboración.

Planimetría existente de Subestación eléctrica Altamira.

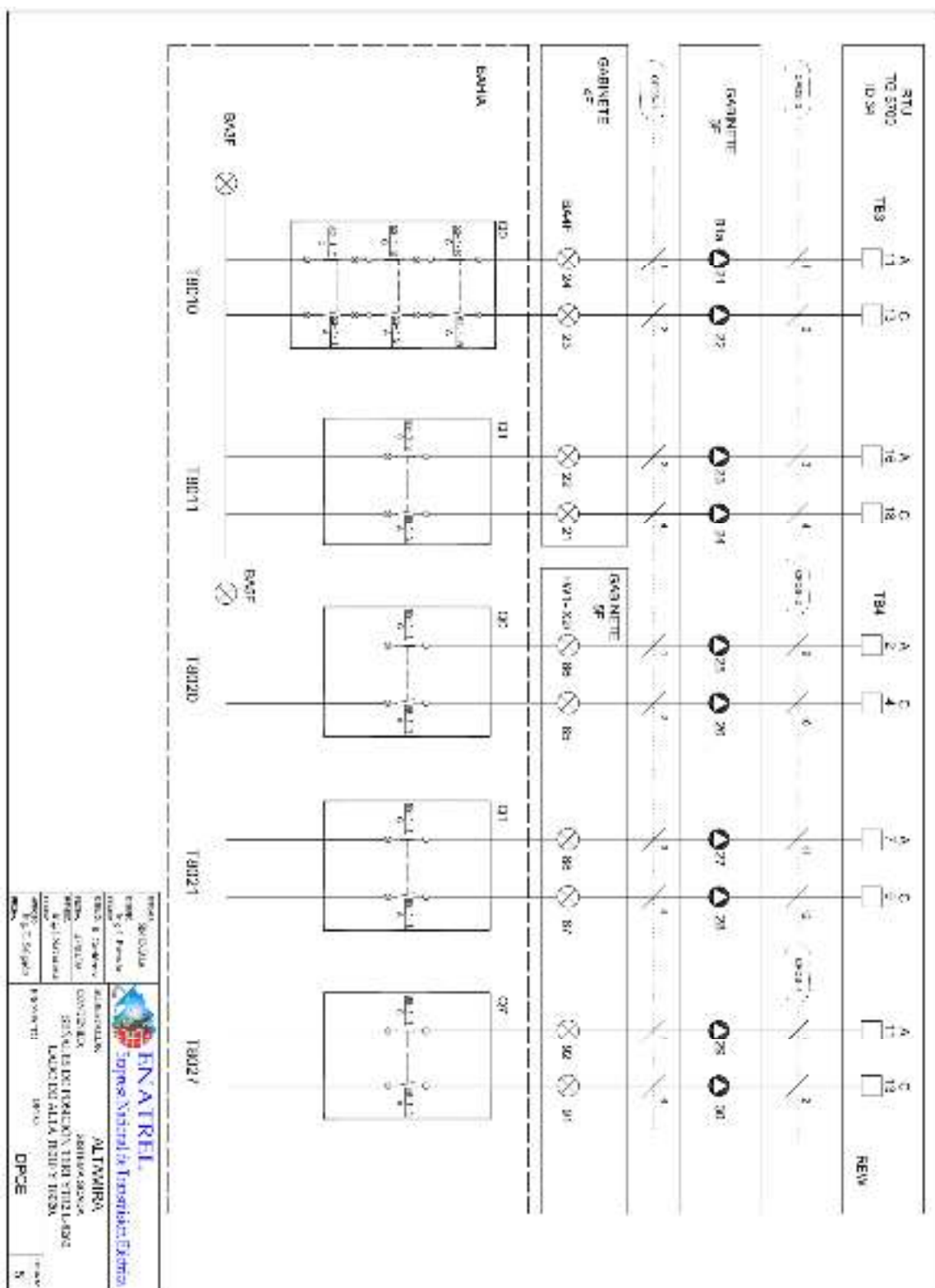
INDICE	
PÁG. N°	DESCRIPCION
1 )	Indice,
2 )	Diagrama Operativo,
3 )	Señales de Posición L8260,
4 )	Señales de Posición L8200,
5 )	Señales de Posición TR1 y TR2 lado de alta T8010 y T8020,
6 )	Señales de Posición TR1 y TR2 lado de baja T3010, T3020 y circuitos de distribución L3010, L320 y L3030,
7 )	Señales de Posición circuitos de distribución L3040, L3050, L3060, L3070, L3080 y L3090,
8 )	Mediciones de Líneas 138 KV,
9 )	Mediciones del Transformador 25 MVA 138 KV,
10 )	Mediciones de Voltaje de Barra 13/13.8 KV,
11 )	Señales de Alarma L8200,
12 )	Señales de Alarma L8260,
13 )	Señales de Alarma T8010,
14 )	Señales de Alarma T8020,
15 )	Señales de Alarma Estación,
16 )	Señalización Diagrama Alimentación A.C.-D.C RTU,
17 )	Señalización Conexión a Bornera,
18 )	Señalización Conexión a Bornera,
19 )	Señalización Conexión a Bornera,
PÁG. N°	DESCRIPCION
20 )	Temando L8200,
21 )	Temando L8201,
22 )	Temando L8209,
23 )	Temando L8216,
24 )	Temando L8260,
25 )	Temando L8261,
26 )	Temando L8269,
27 )	Temando L8268,
28 )	Temando L8010,
29 )	Temando T8011,
30 )	Temando T8020,
31 )	Temando T8021,
32 )	Tensiones de Sincronización,
33 )	Tensiones y Conexiones por Sincronización,
34 )	Rees Auxiliares Sincronización Automática,
35 )	Sincronización Manual,
36 )	Sincronización Automática.

		ENATREL	
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica		Altamira	
Subestación		Altamira	
Código		00000000	
Fecha		10/02/2020	
Hora		10:00	
Usuario		J. J. J. J.	
IP		192.168.1.1	
Puerto		8080	
Versión		1.0	



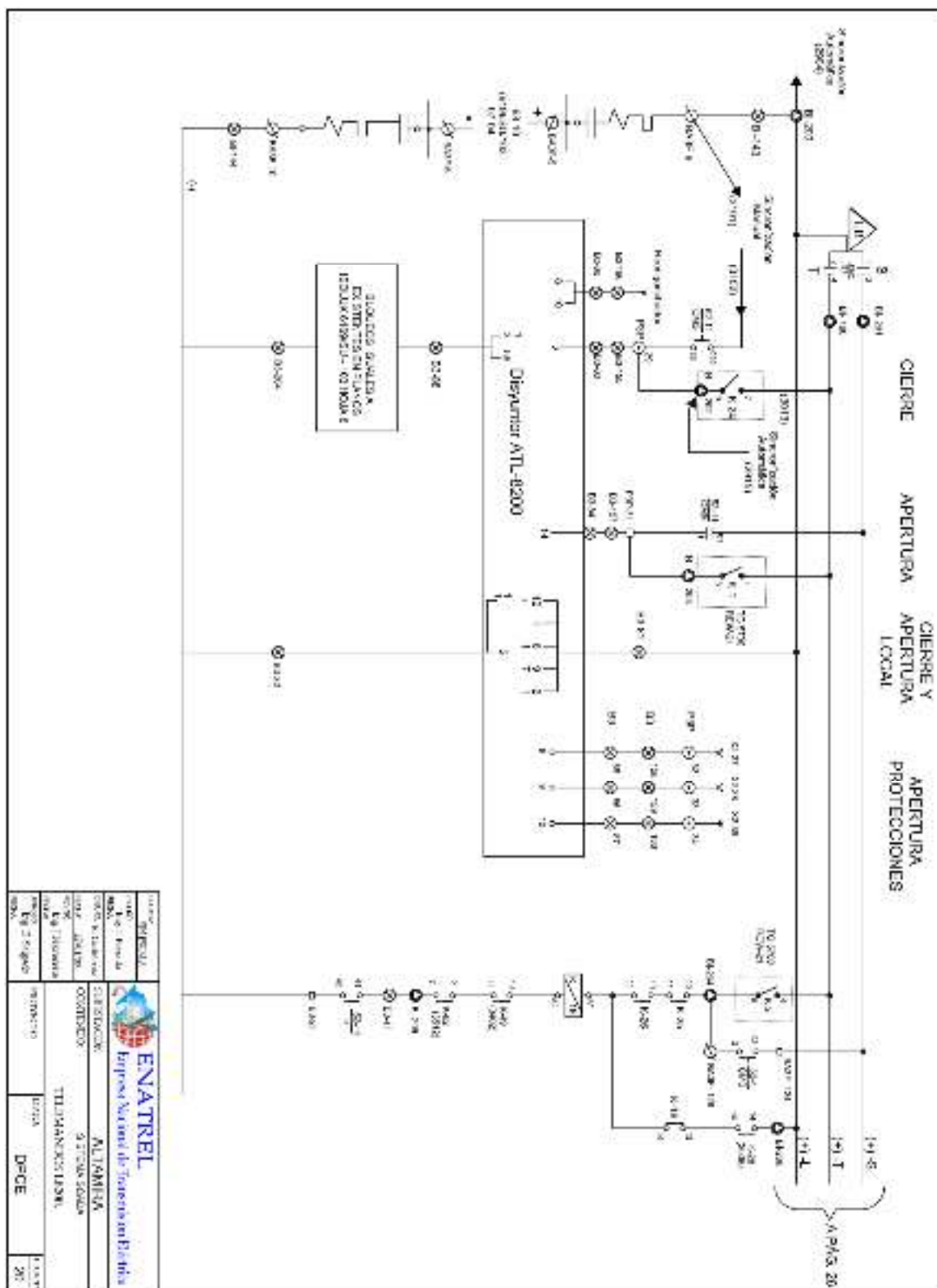






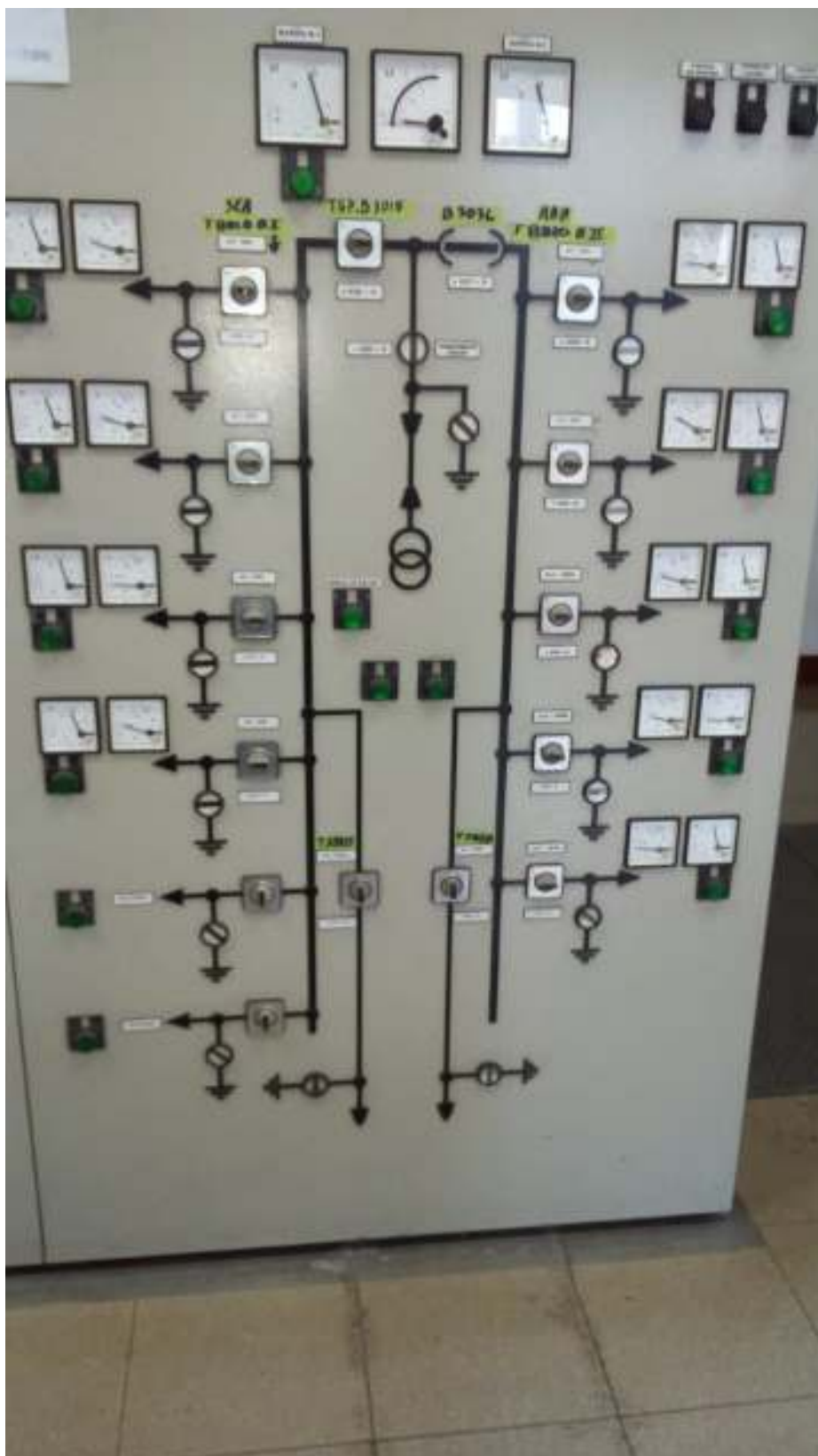


“Integración de la norma IEC 61850 en la subestación eléctrica de Altamira en Managua mediante diseño de automatización gestionada desde red LAN”



## Imágenes de la subestación de Altamira







“Integración de la norma IEC 61850 en la subestación eléctrica de Altamira en Managua mediante diseño de automatización gestionada desde red LAN”





“Integración de la norma IEC 61850 en la subestación eléctrica de Altamira en Managua mediante diseño de automatización gestionada desde red LAN”







“Integración de la norma IEC 61850 en la subestación eléctrica de Altamira en Managua mediante diseño de automatización gestionada desde red LAN”





“Integración de la norma IEC 61850 en la subestación eléctrica de Altamira en Managua mediante diseño de automatización gestionada desde red LAN”

